

OCTÁVIO MATOS LUCHINI

**ANÁLISE DA CORREÇÃO DE TENSÃO EM CIRCUITOS
SECUNDÁRIOS DE BT EM ANEL USANDO CAPACITORES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti.

VITÓRIA
2011

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

L936a Luchini, Octávio Matos, 1981-
Análise da correção de tensão em circuitos secundários de BT em anel usando capacitores / Octávio Matos Luchini. – 2011. 143 f. : il.

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Energia elétrica - Distribuição - Baixa tensão. 2. Análise harmônica. 3. Correção de tensão. 4. Rede anel. 5. Banco de capacitores. I. Simonetti, Domingos Sávio Lyrio. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

OCTÁVIO MATOS LUCHINI

**ANÁLISE DA CORREÇÃO DE TENSÃO EM CIRCUITOS
SECUNDÁRIOS DE BT EM ANEL USANDO CAPACITORES**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 27 de maio de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo

Profa. Dra. Carla César Martins Cunha
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Fernando Soares dos Reis
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

À minha esposa Andressa, que eu amo tanto.

Agradecimentos

A Deus em primeiro lugar e sempre que permitiu a realização desse trabalho e me proporcionou todos os meios de chegar até aqui.

Aos meus pais que estão sempre ao meu lado e que no decorrer de uma vida, através de abdições e muita dedicação, me viabilizaram trilhar esse caminho.

À minha esposa com quem compartilhei angústias e preocupações e cujo amor e companheirismo foram fundamentais para superar as adversidades que surgiram ao longo do desenvolvimento desse trabalho.

Ao meu orientador, professor Domingos, pelo tempo e atenção dedicados a essa Dissertação.

Aos amigos do curso de Mestrado pelo apoio e cuja amizade guardarei para o resto da vida.

Aos meus professores do curso de Mestrado pelos conhecimentos transmitidos.

Aos demais familiares e amigos que de alguma forma fazem parte dessa importante conquista.

Resumo

Neste trabalho é feito um estudo do melhor ponto de alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição secundária em anel visando à melhoria das tensões de fornecimento a níveis adequados para consumo.

Primeiramente, são apresentadas as principais características da distribuição secundária, com ênfase na topologia anel, e da qualidade da energia envolvida. Depois, são discutidos os principais métodos de cálculo de queda de tensão na rede e apresentado o desenvolvimento de um método sem simplificações, que permite traçar o perfil de tensão ao longo do alimentador antes e após a inserção dos bancos, para avaliar o melhor ponto de alocação. São apresentados também o algoritmo de cálculo implementado, a modelagem matemática dos componentes do sistema e as considerações que foram feitas de acordo com o ponto de conexão escolhido.

O impacto da inserção dos bancos de capacitores na amplificação de harmônicos de tensão também é discutido com as devidas considerações e modelagem matemática para determinada frequência harmônica.

São apresentados resultados de simulação computacional do algoritmo implementado para determinadas redes em diferentes níveis de carregamento que demonstram a aplicabilidade do método na análise da inserção de reativos capacitivos na rede e na avaliação da amplificação de harmônicos de tensão causada pela conexão dos bancos.

Abstract

This work presents a study of the best allocation point for capacitor banks in distribution secondary networks in ring in order to achieve suitable supply voltage levels for consumption.

At first, the main characteristics of a secondary distribution system are presented, with emphasis on the ring topology, and quality of energy involved. Then, the major methods of drop voltage calculation on the network are discussed. It is presented the development of an unsimplified method that allow to trace the voltage profile along the feeder before and after insertion of the banks to assess the optimum allocation. The implemented algorithm is also presented, as well as the mathematical modeling of system components and the considerations that were made according to the chosen capacitor connection point.

The impact of the introduction of capacitor banks in the amplification of voltage harmonics is also discussed with the due consideration and mathematical modeling for a certain harmonic frequency.

Computer simulation results of the implemented algorithm are presented for certain networks at different level loading. Such results demonstrate the feasibility of the method in the analysis of the insertion of capacitive reactive power in the network and assessing the amplification of voltage harmonics caused by the banks connection.

Sumário

Lista de Figuras.....	xii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviações ou Siglas.....	xvii
Capítulo 1: Introdução.....	20
1.1. Distribuição Secundária.....	21
1.2. A Questão da Qualidade da Energia na Distribuição Secundária	24
1.3. A Proposta do Trabalho	29
Capítulo 2: Alimentação Secundária em Anel	30
2.1. Métodos de Cálculo de Tensão nas Barras	30
2.2. O Método Proposto.....	32
2.2.1. Modelagem do Sistema.....	32
2.2.1.1. Utilização de Cabos Multiplexados.....	38
2.2.2. Cálculo do Perfil de Tensão da Rede.....	38
2.2.3. Algoritmo de Cálculo do Perfil de Tensão.....	41
2.3. Comentários	45
Capítulo 3: Correção de Tensão por Inserção de Capacitores	46
3.1. Algoritmo de Cálculo para Correção Capacitiva	47
3.1.1. Conexão no Poste de Menor Tensão	51
3.1.2. Conexão no Poste de Maior Reatância Equivalente dos Cabos.....	52
3.2. Sensibilidade a Harmônicos da Tensão de Alimentação.....	55
3.3. Comentários	57
Capítulo 4: Simulação e Resultados	58
4.1. Perfil de Tensão e Correção Capacitiva.....	58
4.1.1. 1º Caso: Rede de 15 Postes	59
4.1.2. 2º Caso: Rede de 18 Postes	66
4.1.3. 3º Caso: Rede de 20 Postes	73

4.1.4.	Cabos Multiplexados	79
4.1.5.	Comentários	85
4.2.	Análise Harmônica	86
4.2.1.	Análise Harmônica com Cabos Multiplexados	92
4.3.	Comentários	94
Capítulo 5: Conclusão		95
Referências Bibliográficas.....		97
Apêndice A: <i>Script</i> do Matlab		100
A.1.	quedav_realoc.m	100
A.2.	calculo_banco.m.....	106
A.3.	armaz_tensoes.m	112
A.4.	carga_poste_com_banco_realoc.m.....	113
A.5.	calculo_com_banco_realoc.m.....	113
A.6.	armaz_tensoes_cap_realoc.m.....	116
A.7.	grafico_realoc.m.....	117
A.8.	quedav.m.....	118
A.9.	carga_poste_com_banco.m.....	124
A.10.	calculo_tensoes_dir.m.....	125
A.11.	calculo_com_banco.m	125
A.12.	armaz_tensoes_cap.m	127
A.13.	calculo_tensoes_esq.m.....	129
A.14.	calculo_com_banco_esq.m	129
A.15.	grafico.m	132
A.16.	func_harm_tensao.m.....	132
A.17.	Harm_tensao.m.....	133
A.18.	calculo_com_banco_harm_realoc.m	137
A.19.	gráfico_harm_tensao.m.....	139
Apêndice B: Modelo de Rede Para Simulação em <i>Simulink</i>		141
Anexo 1 – Dados dos Cabos de Alumínio		142

Anexo 2 – Dados dos Cabos Multiplexados	143
---	-----

Lista de Figuras

Figura 1: Distribuição secundária radial [2].....	21
Figura 2: Distribuição secundária em anel [2].	22
Figura 3: Subterrâneo com secundário radial [2].	22
Figura 4: Subterrâneo com primário radial e secundário reticulado [2].	23
Figura 5: Subterrâneo reticulado exclusivo (spot – network) [2].....	24
Figura 6: Representação da fonte de alimentação.	33
Figura 7: Modelo equivalente T do transformador de distribuição.	33
Figura 8: Representação do transformador de distribuição.....	34
Figura 9: Representação de cada trecho da linha.	35
Figura 10: Representação da carga do poste.	36
Figura 11: Rede em anel com n postes [12].	37
Figura 12: Representação da rede em anel.....	37
Figura 13: Circuito equivalente radial.	38
Figura 14: Circuito equivalente com Z_A e Z_B	40
Figura 15: Fluxograma da rotina de cálculo do algoritmo.	49
Figura 16: Equivalente radial da rede anel após a inserção do banco.	51
Figura 17: Equivalente radial da rede anel após a inserção do banco no poste de reatância equivalente máxima.....	53
Figura 18: Fluxo de potência reativa no poste de abertura na configuração anel.	53
Figura 19: Fluxo de potência reativa no poste de abertura na configuração radial equivalente.	54
Figura 20: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	60
Figura 21: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.	60
Figura 22: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	62

Figura 23: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.	62
Figura 24: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	64
Figura 25: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.	64
Figura 26: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	67
Figura 27: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.....	67
Figura 28: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	69
Figura 29: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.....	69
Figura 30: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.	71
Figura 31: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.....	71
Figura 32: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.....	74
Figura 33: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.....	74
Figura 34: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.....	76
Figura 35: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.....	76
Figura 36: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.....	78
Figura 37: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.....	78
Figura 38: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados e 85% de carregamento.	80
Figura 39: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.....	82

Figura 40: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.....	82
Figura 41: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.....	84
Figura 42: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.....	84
Figura 43: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com 85% de carregamento.	87
Figura 44: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com 100% de carregamento.	88
Figura 45: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes e 115% de carregamento.	88
Figura 46: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 85% de carregamento.	89
Figura 47: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 100% de carregamento.	89
Figura 48: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 115% de carregamento.	90
Figura 49: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 85% de carregamento.	91
Figura 50: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 100% de carregamento.	91
Figura 51: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 115% de carregamento.	92
Figura 52: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 100% de carregamento.	93
Figura 53: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 115% de carregamento.	93

Lista de Tabelas

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 Volts).	26
Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 Volts).	26
Tabela 3: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão para sistemas com Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.....	28
Tabela 4: Coeficientes Unitários de Queda de Tensão Secundária – Valores em (kVA x 100m) ⁻¹	31
Tabela 5: Dados de entrada referentes ao transformador e fonte de alimentação.	42
Tabela 6: Tabela de entrada de dados.	43
Tabela 7: Dados dos cabos.	44
Tabela 8: Rede anel com 15 postes.....	59
Tabela 9: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 15 postes com 85% de carregamento.	61
Tabela 10: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 15 postes com 100% de carregamento.	63
Tabela 11: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 15 postes com 115% de carregamento.	65
Tabela 12: Rede anel com 18 postes.....	66
Tabela 13: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 18 postes com 85% de carregamento.	68
Tabela 14: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 18 postes com 100% de carregamento.	70
Tabela 15: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 18 postes com 115% de carregamento.	72
Tabela 16: Rede anel com 20 postes.....	73
Tabela 17: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 20 postes com 85% de carregamento.	75
Tabela 18: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 20 postes com 100% de carregamento.	77
Tabela 19: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 20 postes com 115% de carregamento.	79

Tabela 20: Comparação com Simulink para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 85% de carregamento.	81
Tabela 21: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 15 postes com cabos multiplexados e 100% de carregamento.	83
Tabela 22: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 15 postes com cabos multiplexados e 115% de carregamento.	85

Lista de Abreviações ou Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C	Capacitância total calculada
C_{base}	Capacitor base
C_{banco}	Capacitância de cada banco de capacitores
Deq	Distância equivalente entre fases
DIT_h	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DTT	Distorção harmônica total de tensão
f	Frequência
fp	Fator de potência
h	Ordem harmônica
I_1 a I_n	Correntes nos postes de 1 a n
I_A	Corrente na impedância equivalente do circuito pelo lado direito
I_B	Corrente na impedância equivalente do circuito pelo lado esquerdo
$I_{trecho1}$ a $I_{trecho(n+1)}$	Correntes nos trechos de 1 a (n + 1)
I_x	Corrente no poste X
I_y	Corrente no poste Y
l	Comprimento do condutor
L_m	Indutância do ramo de magnetização do transformador vista pelo secundário
L_{t1}	Indutância do primário do transformador referida ao secundário
L_{t2}	Indutância do secundário do transformador
n	Número de postes da rede
P_{poste}	Potência ativa do poste
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Q_{banco}	Potência reativa do banco de capacitores
Q_{bancox}	Potência reativa capacitiva no poste X
Q_{bancoy}	Potência reativa capacitiva no poste Y
Q_{complx}	Potências reativas que entram no poste X
Q_{comply}	Potências reativas que saem do poste Y
Q_{poste}	Potência reativa do poste

R_{cabo}	Resistência do cabo
R_m	Resistência de magnetização do transformador vista pelo secundário
RMG	Raio médio geométrico
R_{poste}	Parcela resistiva da carga do poste
R_{t1}	Resistência elétrica do primário do transformador referida ao secundário
R_{t2}	Resistência elétrica do secundário do transformador
S_1 a S_n	Potência aparente do poste de 1 a n
S_{poste}	Potência aparente do poste
S_x	Potência aparente do poste X
S_y	Potência aparente do poste Y
V_1 a V_n	Tensões nos postes de 1 a n
V_a	Tensão logo após o transformador
V_f	Tensão fase-neutro da fonte
V_h	Tensão harmônica de ordem h
V_L	Tensão de linha
V_{nominal}	Tensão nominal fase-neutro
V_x	Tensão no poste X
V_y	Tensão no poste Y
X_{banco}	Reatância capacitiva de cada banco de capacitores
X_{bancox}	Reatâncias capacitivas no poste X
X_{bancoy}	Reatâncias capacitivas no poste Y
X_{complx}	Reatância complementar no poste X
X_{comply}	Reatância complementar no poste Y
X_{cabo}	Reatância do cabo
X_{hbanco}	Reatância capacitiva de cada banco de capacitores na frequência harmônica
X_{poste}	Reatância do poste
Z_1 a Z_n	Impedância dos postes 1 a n
Z_A	Impedância equivalente do circuito pelo lado direito
Z_B	Impedância equivalente do circuito pelo lado esquerdo
Z_{cabo1} a $Z_{\text{cabo}(n+1)}$	Impedância dos cabos de 1 a n
Z_{complx}	Impedância complementar no poste X
Z_{comply}	Impedância complementar no poste Y

Z_f	Impedância da fonte
Z_{hcabo}	Reatância do cabo na frequência harmônica
Z_{hpcap}	Impedância resultante do poste de conexão dos bancos na frequência harmônica
Z_{hf}	Impedância da fonte na frequência harmônica
Z_{hposte}	Impedância do poste na frequência harmônica
Z_{ht1}	Impedância do primário do transformador na frequência harmônica
Z_{ht2}	Impedância do secundário do transformador na frequência harmônica
Z_{pcap}	Impedância equivalente do poste de conexão dos bancos
Z_{poste}	Impedância do poste
Z_{t1}	Impedância do primário do transformador
Z_{t2}	Impedância do secundário do transformador
Z_{trafo}	Impedância do transformador
Z_x	Impedância do poste X
Z_y	Impedância do poste Y

Capítulo 1: Introdução

A utilização da energia elétrica, desde sua descoberta, sempre ocupou posição de destaque na história da humanidade, proporcionando produtividade, desenvolvimento econômico e qualidade de vida. Sua facilidade de geração, transmissão e distribuição contribuiu para sua disseminação e universalização, tornando a sociedade dependente de seu uso.

Como consequência, e, no que se refere ao Brasil, com grande parte das empresas distribuidoras privatizadas, é cada vez maior a necessidade de um controle adequado da qualidade da energia que é fornecida aos consumidores.

No sistema elétrico de potência, a eletricidade é gerada por diversos meios e transmitida em altos níveis de tensão aos centros consumidores, onde ocorre sua distribuição em média ($1\text{kV} < V < 35\text{kV}$) e baixa tensão ($V \leq 1000\text{V}$) [1].

A distribuição em média tensão é denominada distribuição primária, com origem nas subestações distribuidoras chegando aos pontos de médio consumo, como pequenas indústrias, hospitais e prédios administrativos, e aos transformadores de rua (abaixadores). Já a distribuição em baixa tensão, denominada distribuição secundária, tem início nos transformadores abaixadores com destino aos consumidores de pequeno porte, como microempresas, residências e comércios, representando, portanto, a última etapa na estrutura do sistema elétrico.

O fornecimento da energia elétrica deve atender a requisitos que garantam sua qualidade. O nível de tensão eficaz é um desses requisitos e deve estar dentro dos limites regulamentados pela ANEEL. A extrapolação desses limites é causada pela variação de carga na rede ao longo do tempo, além de uma série de fatores que forçam as empresas distribuidoras a investirem em melhorias para evitar que a variação de tensão ocorra.

Uma das maneiras de melhorar o nível de tensão numa rede de distribuição, para mantê-lo dentro das faixas admissíveis, é a inserção de bancos de capacitores, que proporcionam, através da inserção de reativos, elevação da tensão e redução da corrente ao longo do alimentador, reduzindo as perdas de energia no sistema. Além disso, aumentam a capacidade do sistema em atender as cargas ativas e reduzem a necessidade de compensação de reativos nos sistemas de subtransmissão e transmissão [2-4].

A instalação de bancos de capacitores em redes elétricas tem sido fonte de diversos estudos há décadas e é largamente utilizada na alta tensão, já que, quando instalados na baixa

tensão, apesar dos benefícios na frequência fundamental, pode trazer problemas relacionados à distorção harmônica, outro índice da qualidade da energia a ser observado pelas concessionárias.

Contudo, a aplicação de capacitores em circuitos secundários aéreos de distribuição é uma técnica de rápida implementação e, principalmente, de baixo custo [5].

Geralmente, os estudos de alocação de capacitores na distribuição consideram o alimentador primário, focados na redução das perdas no alimentador. Recentemente, têm sido apresentados estudos práticos de conexão de capacitores na distribuição secundária, para o atendimento aos níveis de tensão estipulados pela ANEEL, que demonstram sua viabilidade técnica e econômica, bem como tratam dos problemas harmônicos e suas possíveis soluções [5-7].

Para solucionar os problemas relacionados à distorção harmônica, filtros ativos ou passivos podem ser conectados à rede em paralelo com as cargas. Porém, essa análise não foi objeto de estudo desse trabalho.

1.1. Distribuição Secundária

A distribuição secundária destaca-se pelo predomínio de consumidores residenciais e, conforme já dito, é caracterizada por disponibilizar tensões de até 1000 Volts. Seu circuito alcança comprimentos da ordem de centenas de metros com potência de dezenas de kVA [8]. As configurações mais utilizadas são: em construção aérea, que pode ser radial ou anel (figuras 1 e 2), e em construção subterrânea, que pode ser radial ou reticulado (figuras 3 e 4) [2].

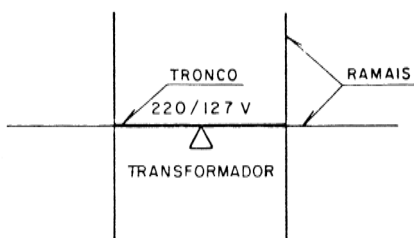


Figura 1: Distribuição secundária radial [2].

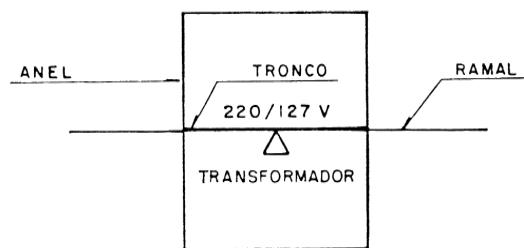


Figura 2: Distribuição secundária em anel [2].

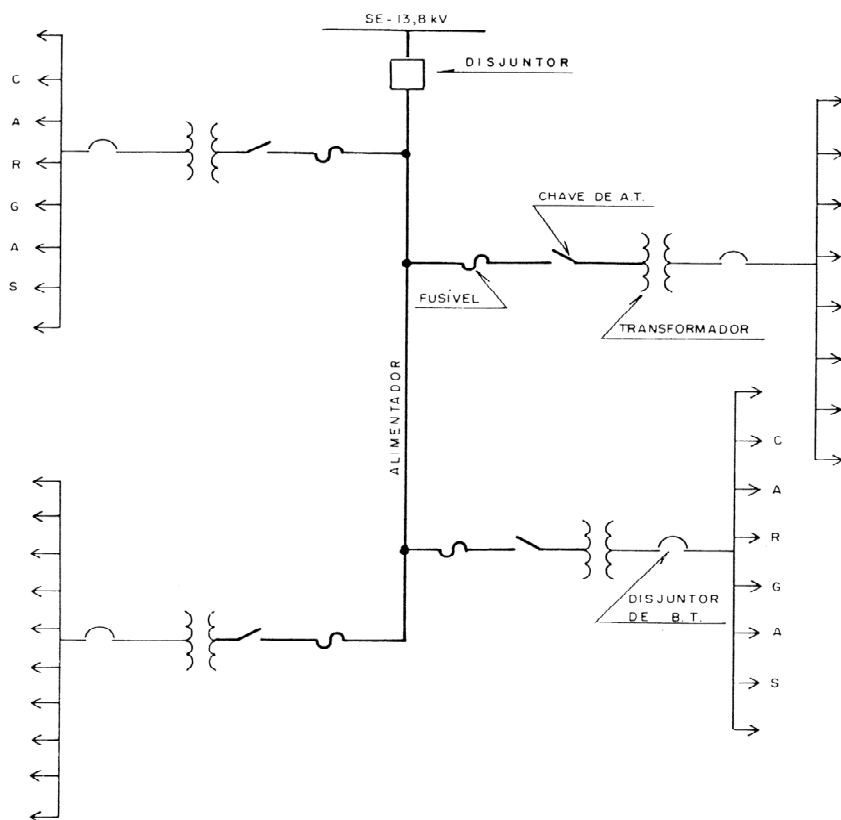


Figura 3: Subterrâneo com secundário radial [2].

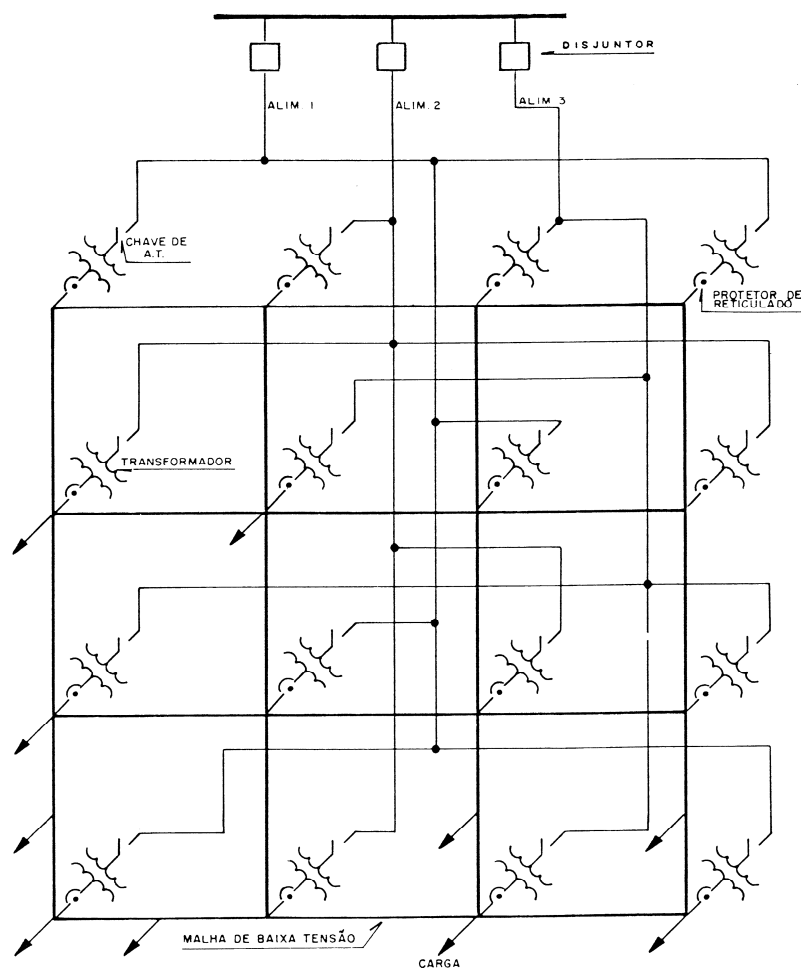


Figura 4: Subterrâneo com primário radial e secundário reticulado [2].

Conforme mostra a figura 4, o sistema reticulado é constituído por um conjunto de malhas supridas por transformadores com seus secundários ligados diretamente nos nós da malha. Possui grande confiabilidade e alta capacidade de carregamento, porém, devido ao seu custo extremamente elevado, não é mais construído.

O sistema reticulado ainda pode ser utilizado como reticulado exclusivo (*spot – network*), ilustrado na figura 5.

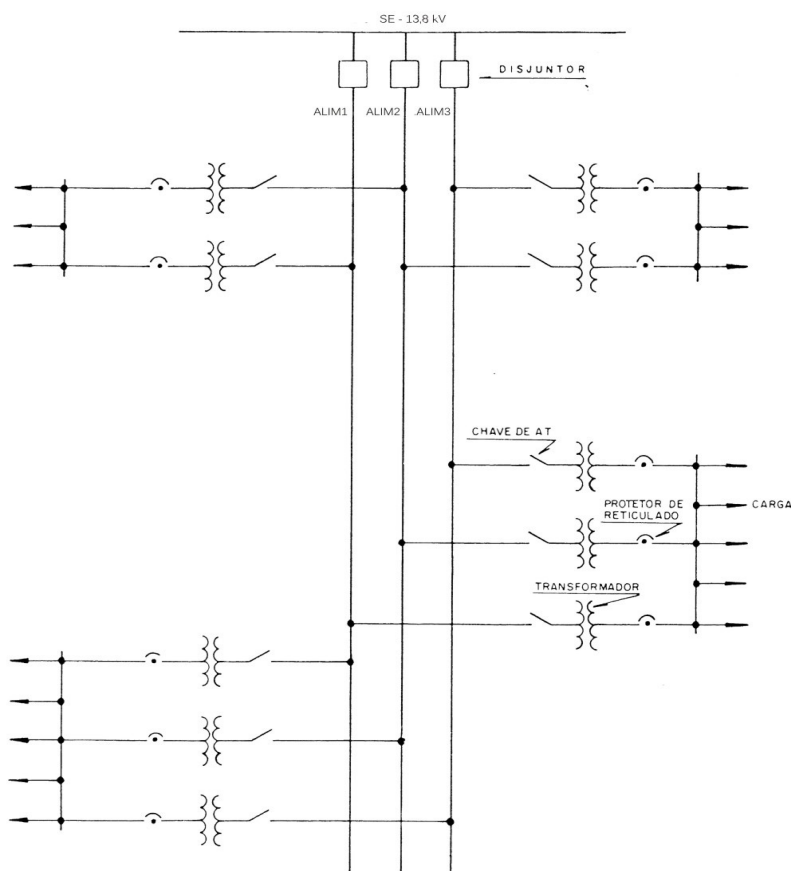


Figura 5: Subterrâneo reticulado exclusivo (spot – network) [2].

No sistema elétrico brasileiro, a topologia radial é a mais utilizada. Caracteriza-se por apresentar um único caminho de alimentação ao consumidor e é a mais simples e econômica. Já a topologia anel apresenta um caminho alternativo de alimentação, proporcionando maior garantia na continuidade de serviço, pois, em caso de falha em algum trecho do circuito, as cargas continuam sendo alimentadas pelo outro caminho.

Portanto, se comparado com o sistema radial, possui alta continuidade de serviço, porém, devido a sua complexidade de operação e proteção, seu custo é mais elevado.

1.2. A Questão da Qualidade da Energia na Distribuição Secundária

As empresas distribuidoras fazem o controle da qualidade da energia entregue aos consumidores através do monitoramento dos seguintes itens [9]:

- Continuidade do fornecimento;
- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

A continuidade do fornecimento, também entendida como qualidade do serviço, é definida a partir das ocorrências na rede provocadas por falhas no sistema ou por atividades de manutenção preventiva [11]. A duração e frequência dessas ocorrências são os aspectos a serem observados pelas concessionárias e estão definidas no PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, de acordo com a Resolução N° 395 da ANEEL de 15 de dezembro de 2009.

A qualidade do produto é constituída pelos demais itens que são também definidos no PRODIST. Dentre eles, a tensão em regime permanente é de extrema importância, já que é considerada constante pelos consumidores e sua variação acima ou abaixo de valores limites pode causar nos equipamentos em geral, mau funcionamento, diminuição da vida útil, redução do rendimento, avarias que necessitem manutenção ou, até mesmo, a perda total.

As tensões nas barras das unidades consumidoras podem variar de acordo com a variação das cargas do sistema ao longo do dia. Níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos são utilizados para definir a conformidade da tensão medida no ponto de conexão.

A classificação das tensões de atendimento nos pontos de conexão da rede de distribuição secundária, cujas tensões são de 220/127 V e 380/220 V (fase-fase/fase-neutro), são apresentadas nas tabelas 1 e 2, de acordo com o PRODIST, e seguem as seguintes definições:

- Tensão de Atendimento (TA): valor eficaz de tensão no ponto de conexão, obtido por meio de medição. Pode ser classificada em adequada, precária ou crítica, conforme a leitura efetuada, expressa em volts ou quilovolts;

- Tensão de Leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts;
- Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é projetado, expresso em volts ou quilovolts.

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 Volts).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231)/(116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(109 \leq TL < 116 \text{ ou } 133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 Volts).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396)/(201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348 \text{ ou } 396 < TL \leq 403)/$ $(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327 \text{ ou } TL > 403)/(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

A tensão acima dos limites nos barramentos da rede secundária pode ser atribuída a fatores como derivação (tap) inadequada no transformador de distribuição, bancos de capacitores mal dimensionados, mau contato no neutro, desligamento de grandes cargas na rede, ressonâncias devido à presença de harmônicos ou até mesmo tensão elevada na rede primária [13, 17].

Há diversos fatores que podem ser considerados causadores da tensão abaixo dos valores adequados ao fornecimento na distribuição secundária: tap inadequado do transformador, queda de tensão no transformador de distribuição, queda de tensão na rede, fator de potência das cargas, dimensionamento inadequado do sistema, presença de harmônicos, queda de tensão no ramal do consumidor, carga desequilibrada, influência dos equipamentos do consumidor, mau contato na rede ou tensão baixa na rede primária [13, 17].

A distorção harmônica é outro item de grande importância na avaliação da qualidade da energia tornando-se relevante devido ao aumento significativo da utilização de conversores estáticos, os quais são a base da eletrônica de potência. Estes conversores são constituídos por

componentes ativos, tais como diodos, transistores e tiristores e se tornaram indispensáveis à sociedade, pois, entre outras vantagens, proporcionam aumento de produtividade, simplificam a execução de tarefas e facilitam o desenvolvimento.

Contudo, esses equipamentos geram distorções na forma de onda de tensão ou corrente, denominadas distorções harmônicas, em regime permanente ou semipermanente que se propagam por toda a rede. As tensões e correntes harmônicas são sinais senoidais cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede. Mesmo considerando o sistema elétrico linear, as correntes harmônicas provocam o aparecimento de tensões harmônicas nas mesmas frequências que, por sua vez, distorcem a onda de tensão, fazendo com que não seja mais uma senóide perfeita.

A existência de distorções harmônicas na distribuição pode causar uma série de problemas, como aumento nas perdas elétricas do sistema, limitação na capacidade de transporte de demanda e possíveis ressonâncias harmônicas em alguns pontos da rede, resultando em sobretensões harmônicas que danificam as instalações. Pode acarretar também falhas de operação e diminuição da vida útil de equipamentos, medições incorretas, interferência no funcionamento de bancos de capacitores, dentre outros defeitos.

Um importante indicador relativo aos harmônicos é a taxa individual de distorção harmônica definida como a porcentagem de harmônica de ordem h dividida pela fundamental. Dessa forma, a Distorção Harmônica Individual de Tensão – DIT (%), em determinada ordem h , é avaliada por [9]:

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V} \times 100 \quad (1)$$

Onde:

h – ordem harmônica;

V_h – valor eficaz da tensão harmônica de ordem h ;

V – valor eficaz da tensão na frequência fundamental.

A tabela 3 traz valores limites da taxa individual de distorção harmônica para uma rede de distribuição secundária definida no PRODIST.

Tabela 3: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão para sistemas com Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.

Ordem Harmônica		Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5
	7	6,5
	11	4,5
	13	4
	17	2,5
	19	2
	23	2
	25	2
	> 25	1,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,2
	9	2
	15	1
	21	1
	> 21	1
Pares	2	2,5
	6	1,5
	8	1
	10	1
	12	1
	>12	1

Outro indicador importante relacionado ao conteúdo harmônico de um sinal é a Distorção Harmônica Total de Tensão – DTT (%), dada pela expressão (2):

$$DTT(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V} \times 100 \quad (2)$$

Esse cálculo deve ser efetuado considerando uma ordem harmônica máxima (h_{\max}) de, no mínimo, 25, mas algumas normas internacionais definem um valor mínimo de 50 [9, 10].

O PRODIST define um limite de 10% de Distorção Harmônica Total de Tensão para sistemas de distribuição secundária. Na prática, valores da DTT até 5% são considerados normais. Entre 5 e 8% já é possível que apareça algum problema de funcionamento nos equipamentos, e superiores a 8% revelam uma poluição harmônica considerável com uma probabilidade ainda maior de causar problemas aos aparelhos ligados à rede [10].

1.3. A Proposta do Trabalho

Esse trabalho se propõe a analisar a inserção discreta de bancos de capacitores e seus possíveis efeitos harmônicos em uma rede de distribuição secundária em anel, tendo como balizador a tensão admissível. Sendo assim, espera-se encontrar o melhor ponto para inserção dos bancos ao longo da rede, visando à melhoria e adequação dos níveis de tensão aos valores ideais para consumo, bem como avaliar o impacto relacionado à distorção harmônica causada na rede pelas inserções.

O capítulo 2 apresenta a distribuição secundária em anel e os métodos de cálculo das tensões nos postes que compõem essa rede. Nesse contexto, faz-se uma explanação sobre o método desenvolvido e utilizado nesse trabalho, além do algoritmo implementado para esse fim. A maneira como os componentes que formam o sistema (cabos, transformador, fonte e cargas) foram modelados também é apresentada em detalhes nesse capítulo.

O capítulo 3 apresenta como foi implementado o cálculo da capacitância total necessária à correção do perfil de tensão da rede e o cálculo das tensões nos postes após a inserção dos bancos de capacitores com as devidas peculiaridades e considerações feitas de acordo com o ponto de alocação escolhido. Esse capítulo também apresenta a modelagem do sistema e o método de cálculo para a devida análise harmônica.

O capítulo 4 mostra as características de cada rede simulada e os resultados obtidos pelo algoritmo proposto através de gráficos de perfil de tensão antes e após a inserção dos capacitores. Para cada rede simulada, é feita uma comparação dos resultados com uma simulação feita em ambiente *Simulink*[®] como forma de verificação dos cálculos. Também é mostrado nesse capítulo o resultado na amplificação de harmônicos proporcionada pelos bancos.

As conclusões a respeito dos resultados apresentados na correção de tensão e amplificação harmônica são mostradas no capítulo 5.

Capítulo 2: Alimentação Secundária em Anel

A rede em anel, apesar de mais onerosa e de possuir maior complexidade de operação e proteção, ajuda a resolver problemas como melhor distribuição da carga, reduz a queda de tensão na hora de ponta do sistema e influencia na postergação da necessidade de investimento de reforma na rede devido aos limites de carregamento. Além disso, traz vantagens relacionadas à continuidade de serviço aumentando, portanto, a confiabilidade do sistema. Justifica-se principalmente em locais onde a confiabilidade é mais importante que as considerações econômicas de projeto e em áreas de alta densidade de carga, sendo pouco utilizada no sistema elétrico brasileiro.

2.1. Métodos de Cálculo de Tensão nas Barras

O cálculo da queda de tensão é comumente feito dentro do processo de planejamento de sistemas de distribuição, tanto para o dimensionamento e atendimento a novas cargas, quanto para análise do sistema existente.

Para as redes de distribuição, existem métodos exatos e aproximados de cálculo que permitem avaliar o comportamento da tensão ao longo da rede.

Os métodos exatos são métodos computacionais que utilizam análise do fluxo de potência nas interligações do sistema e simulam a operação da rede resultando no cálculo das tensões nas barras, correntes e potências que fluem pelos trechos, além das perdas de potência e de energia. Permitem também determinar os desequilíbrios de corrente e tensão em redes assimétricas ou com cargas desequilibradas [11].

Métodos aproximados aplicam simplificações nos cálculos e são amplamente utilizados pelas concessionárias distribuidoras, pois são mais práticos e permitem maior agilidade na obtenção de resultados, principalmente quando o grau de precisão exigido é baixo e não há grande multiplicidade de circuitos.

O método dos coeficientes unitários é o mais utilizado, principalmente nas configurações radiais devido à simplicidade da rede, mas também pode ser aplicado aos sistemas em anel. É um método aproximado onde se calcula a queda de tensão percentual a partir do produto $MVA \times km$, próprio de cada trecho, conforme a carga atendida [2].

Nesse método, a queda de tensão em determinado trecho é dada por (3) [12]:

$$\Delta V (\%) = \left(\frac{R_{\text{cabo}} \times \cos \varphi + X_{\text{cabo}} \times \sin \varphi}{V_L^2} \times 100 \right) \times S \times l \quad (3)$$

Onde:

V_L – tensão de linha do sistema (kV);

S – potência da carga (MVA);

$\cos \varphi$ – fator de potência da rede;

l – comprimento do cabo alimentador (km);

R_{cabo} – resistência do cabo (Ω/km);

X_{cabo} – reatância do cabo (Ω/km).

O coeficiente unitário é definido de acordo com a equação (4) em $(\text{MVA} \cdot \text{km})^{-1}$:

$$\text{coeficiente} = \left(\frac{R_{\text{cabo}} \times \cos \varphi + X_{\text{cabo}} \times \sin \varphi}{V_L^2} \times 100 \right) \quad (4)$$

Portanto, o resultado é uma constante que depende da tensão de linha (V_L), do fator de potência da rede ($\cos \varphi$) e do tipo e comprimento do cabo.

Para facilitar sua utilização, os coeficientes unitários são tabelados para vários tipos de cabos. A tabela 4 mostra coeficientes unitários de queda de tensão em redes cuja tensão nominal é de 220/127 Volts para condutores CA e cobre com distância equivalente entre fases (Deq) igual a 252 mm [2].

Tabela 4: Coeficientes Unitários de Queda de Tensão Secundária – Valores em $(\text{kVA} \times 100\text{m})^{-1}$

Sistema Trifásico – Tensão Nominal 220/127 Volts					
Alumínio Simples – CA			Cobre Meio Duro		
Condutor AWG ou MCM	$\cos \varphi = 1,00$	$\cos \varphi = 0,8$	Condutor AWG	$\cos \varphi = 1,00$	$\cos \varphi = 0,8$
4	0,334	0,312	6	0,330	0,311
2	0,210	0,211	4	0,207	0,211
1/0	0,132	0,146	2	0,131	0,146
3/0	0,083	0,105	1/0	0,084	0,107
4/0	0,066	0,090	2/0	0,066	0,092
336,4	0,041	0,068	4/0	0,042	0,071

2.2. O Método Proposto

Nesse trabalho foi desenvolvido um método de cálculo exato da queda de tensão na rede que é diferente dos métodos convencionais que utilizam análise de fluxo de potência. Apesar da complexidade da rede em anel, o método proposto é mais simples e intuitivo que os demais e não possui simplificações nos cálculos, o que leva a maior precisão dos resultados.

Embora seja um método exato, não tem a pretensão de simular e analisar diversos fatores operacionais como nos métodos computacionais utilizados pelas concessionárias. É focado no objetivo principal desse trabalho que é traçar o perfil de tensão da rede para analisar a conformidade de tensão de acordo com o carregamento do sistema e, posteriormente, avaliar a correção de tensão proporcionada pela inserção de bancos de capacitores, bem como seu melhor ponto de alocação.

2.2.1. Modelagem do Sistema

Toda análise e modelagem matemática da rede é feita para o equivalente monofásico de uma rede trifásica de baixa tensão em anel considerando-se que o sistema seja equilibrado. Embora a representação monofásica seja limitada, já que pode ocorrer em algum momento diferentes carregamentos nas fases, principalmente nos horários de ponta, acarretando em tensões eficazes diferentes entre as fases, de maneira geral é bem aceita e utilizada na representação de circuitos trifásicos.

O sistema é composto pela fonte de alimentação, transformador de baixa tensão, cabos alimentadores que interligam os barramentos ou postes e as cargas conectadas aos postes.

A fonte de alimentação conectada ao transformador é representada pela tensão fase-neutro do sistema (V_f) em série com a impedância de curto-circuito da fonte (Z_f), que representa toda a impedância do sistema de alta tensão, conforme mostra a figura 6.

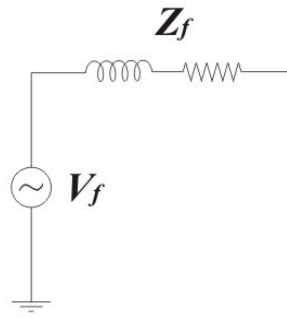


Figura 6: Representação da fonte de alimentação.

Sendo Z_f dado por (5):

$$Z_f = R_f + j \times (2 \times \pi \times f \times L_f) \quad (5)$$

Onde:

R_f – Resistência elétrica equivalente da geração até a entrada do transformador de distribuição, vista pelo secundário;

L_f – Indutância equivalente da geração até a entrada do transformador de distribuição, vista pelo secundário;

f – Frequência da rede (Hz);

O transformador de distribuição é usualmente representado pelo seu modelo equivalente T conforme figura 7.

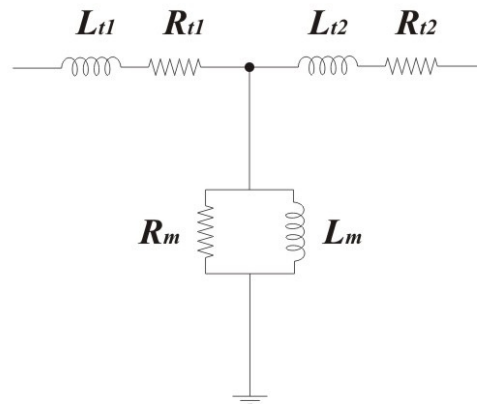


Figura 7: Modelo equivalente T do transformador de distribuição.

Onde:

L_{t1} – Indutância do primário referida ao secundário;

R_{t1} – Resistência elétrica do primário referida ao secundário;

L_{t2} – Indutância do secundário;

R_{t2} – Resistência elétrica do secundário;

R_m – Resistência de magnetização vista pelo secundário;

L_m – Indutância do ramo de magnetização vista pelo secundário.

Contudo, neste estudo, o ramo de magnetização será desprezado, haja vista que a impedância de magnetização em transformadores de distribuição secundária costuma ser muito grande em relação às impedâncias da carga, da linha, e do primário e secundário do transformador [13].

Dessa forma, o transformador será representado como na figura 8.



Figura 8: Representação do transformador de distribuição.

Onde Z_{trafo} é dado pelo equivalente série da impedância primária (Z_{t1}) e secundária (Z_{t2}), conforme equação (6).

$$Z_{trafo} = Z_{t1} + Z_{t2} \quad (6)$$

Sendo Z_{t1} e Z_{t2} dados por (7) e (8), respectivamente.

$$Z_{t1} = R_{t1} + j \times (2 \times \pi \times f \times L_{t1}) \quad (7)$$

$$Z_{t2} = R_{t2} + j \times (2 \times \pi \times f \times L_{t2}) \quad (8)$$

As potências nominais padronizadas e mais utilizadas para transformadores trifásicos de distribuição são 15, 30, 75 e 112,5 kVA [14].

Os trechos da linha de distribuição são representados pelo equivalente série da resistência e da reatância indutiva do cabo utilizado. Dessa forma, a impedância de cada

trecho varia de acordo com as características do cabo, de seu comprimento e da configuração da rede de distribuição.

A figura 9 ilustra essa representação.

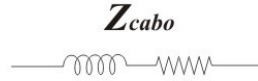


Figura 9: Representação de cada trecho da linha.

A impedância do cabo em cada trecho é dada pela equação (9).

$$Z_{cabo} = (R_{cabo} + jX_{cabo}) \times l \quad (9)$$

Onde:

X_{cabo} – Reatância indutiva do cabo (Ω/km);

R_{cabo} – Resistência elétrica do cabo (Ω/km);

l – Comprimento do condutor (km).

Os dados técnicos dos cabos mais utilizados nas redes de distribuição de baixa tensão estão apresentados no Anexo 1, de onde é obtido o valor da resistência e do raio médio geométrico (RMG). A reatância indutiva em Ω/km é calculada conforme (10) [12].

$$X_{cabo} = 0,1736 \times \log \left(\frac{Deq}{RMG} \right) \quad (10)$$

As cargas dos postes são consideradas como sendo do tipo impedância constante, representadas pelo paralelo da carga resistiva com a carga reativa, de acordo com as potências ativa e reativa consumidas por cada poste, como ilustrado na figura 10.

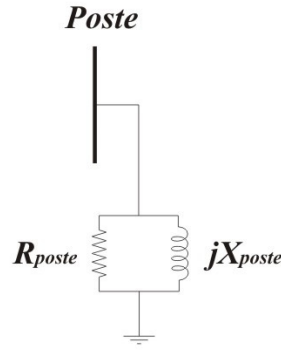


Figura 10: Representação da carga do poste.

R_{poste} e X_{poste} são, respectivamente, a resistência e a reatância equivalentes da carga conectada em determinado poste e são calculadas pelas equações (11) e (12).

$$R_{\text{poste}} = \frac{V_{\text{nominal}}^2}{P_{\text{poste}}} \quad (11)$$

$$X_{\text{poste}} = \frac{V_{\text{nominal}}^2}{Q_{\text{poste}}} \quad (12)$$

Onde:

V_{nominal} – Tensão nominal fase-neutro da rede (V);

P_{poste} – Potência ativa consumida em determinado poste (W);

Q_{poste} – Potência reativa consumida em determinado poste (var);

Dessa forma, a impedância equivalente da carga conectada ao poste é dada por (13).

$$Z_{\text{poste}} = \frac{R_{\text{poste}} \times jX_{\text{poste}}}{R_{\text{poste}} + jX_{\text{poste}}} \quad (13)$$

As potências ativa e reativa são calculadas a partir da potência aparente consumida em cada poste (S_{poste} , em VA) e pelo fator de potência do sistema (fp), como mostra (14) e (15).

$$P_{\text{poste}} = S_{\text{poste}} \times fp \quad (14)$$

$$Q_{\text{poste}} = \sqrt{S_{\text{poste}}^2 - P_{\text{poste}}^2} \quad (15)$$

Portanto, considerando uma rede de baixa tensão em anel com n postes, como ilustra a figura 11, onde S_1 a S_n são as potências aparentes consumidas nos postes de 1 a n , SE representa o transformador de alimentação e a soma de S_A e S_B é a potência aparente consumida por toda rede.

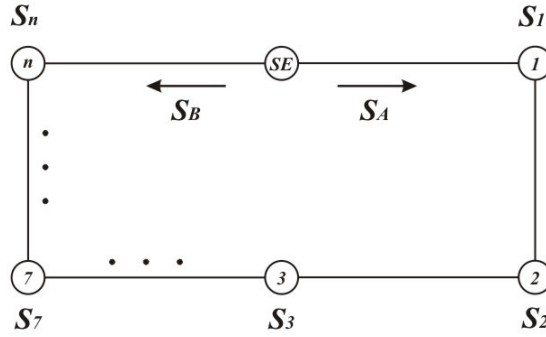


Figura 11: Rede em anel com n postes [12].

A representação do sistema é ilustrada na figura 12, de forma que V_1 a V_n e Z_1 a Z_n são as tensões e cargas (impedâncias) nos postes de 1 a n .

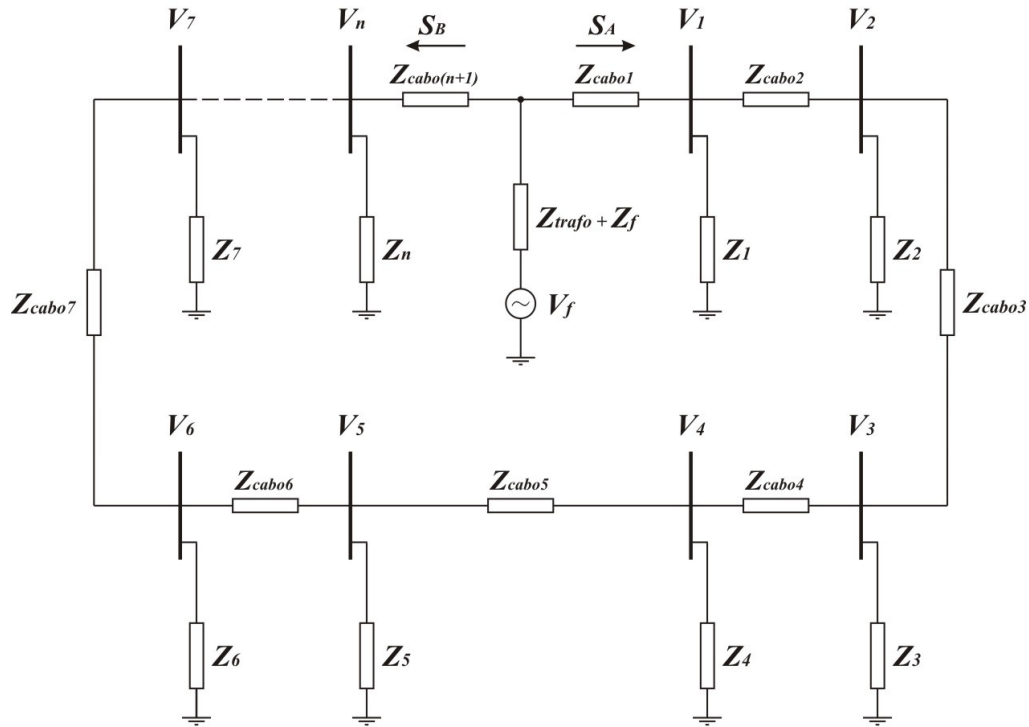


Figura 12: Representação da rede em anel.

2.2.1.1. Utilização de Cabos Multiplexados

Os cabos multiplexados têm sido cada vez mais utilizados pelas concessionárias de energia nas redes de distribuição secundária, pois, dentre outros benefícios, possibilitam uma configuração compacta da rede aérea, melhorando, portanto, a passagem dos cabos nas interligações dos postes, principalmente em áreas urbanas arborizadas. Além disso, os condutores fase são isolados, o que proporciona maior segurança, pois permite o contato com galhos de árvores, objetos e estruturas em geral [16, 23].

Outro fato importante é que os cabos multiplexados possuem reatância indutiva relativamente baixa, quando comparados aos cabos CA ou CAA (condutores nus). Em consequência, a impedância equivalente dos cabos alimentadores é baixa, o que resulta numa queda de tensão menor ao longo de toda a rede [16, 23].

Para análise da rede com cabos multiplexados, a modelagem do sistema é a mesma apresentada para os condutores nus, onde a impedância dos cabos é calculada conforme a equação (9). Contudo, a resistência elétrica e a reatância indutiva do cabo utilizado em cada trecho do circuito são obtidas dos dados técnicos apresentados no Anexo 2, conforme a bitola escolhida.

2.2.2. Cálculo do Perfil de Tensão da Rede

Para traçar o perfil de tensão da rede da figura 12, ou seja, calcular as tensões V_1 a V_n , é necessário abrir o circuito em algum dos postes, de modo a tratá-la como se fosse radial. Dessa forma, a título de exemplificação, suponha que a rede em anel da figura 12 seja aberta no poste 7. O circuito fica como mostra a figura 13.

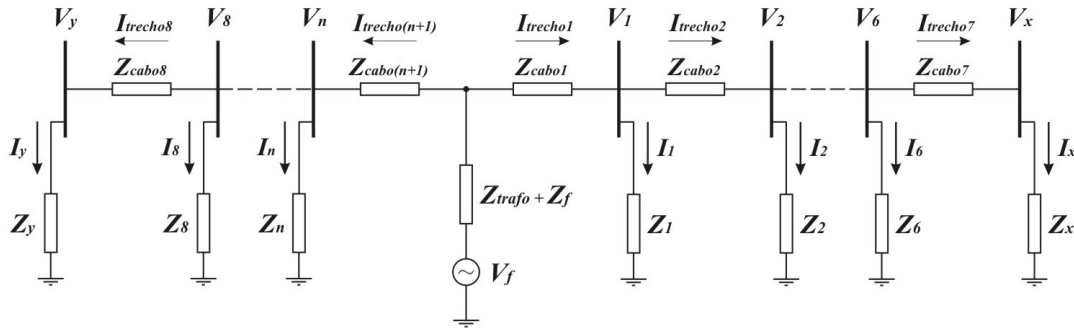


Figura 13: Circuito equivalente radial.

Nessa figura também são mostradas as correntes em cada trecho do circuito ($I_{\text{trecho}1}$ a $I_{\text{trecho}(n+1)}$) e as correntes das cargas I_1 a I_n .

V_x e V_y são, ambas, tensões no mesmo poste, ou seja, são as tensões do poste de abertura da rede, que neste caso, supõe-se ser o poste 7. As impedâncias Z_x e Z_y são calculadas também de acordo com (11), (12) e (13). Para isso, é necessário considerar que a potência aparente consumida no poste de abertura seja dividida de forma que satisfaça a equação (16).

$$S_7 = S_x + S_y \quad (16)$$

Onde:

S_7 – Potência aparente consumida no poste de abertura da rede, neste caso, o poste 7;

S_x – Potência aparente consumida pela parcela **X** (ou poste **X**) do poste de abertura e utilizada para o cálculo de Z_x ;

S_y – Potência aparente consumida pela parcela **Y** (ou poste **Y**) do poste de abertura e utilizada para o cálculo de Z_y ;

As correntes I_x e I_y são consequências das cargas Z_x e Z_y e suas respectivas tensões (V_x e V_y).

Após o cálculo de todos os valores das impedâncias dos postes e dos cabos, calcula-se as impedâncias equivalentes do poste de abertura até o transformador por ambos os lados da rede radial. Ou seja, calcula-se o valor da impedância equivalente do circuito pelo lado direito (denominada Z_A) a partir de Z_x , fazendo-se o equivalente série e paralelo até $Z_{\text{cabo}1}$ (inclusive). Da mesma maneira, calcula-se a impedância equivalente do circuito pelo lado esquerdo (denominada Z_B) a partir de Z_y até $Z_{\text{cabo}(n+1)}$ (inclusive).

Dessa forma, para cada valor de S_x e S_y assumido, existirá um Z_x e um Z_y diferente e, conseqüentemente, um circuito equivalente diferente.

O resultado é o circuito equivalente mostrado na figura 14.

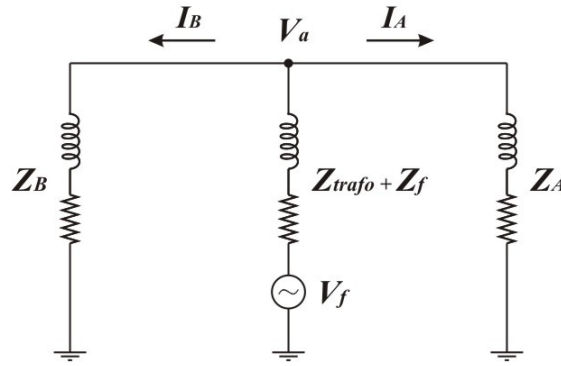


Figura 14: Circuito equivalente com Z_A e Z_B .

Com base nesse circuito, através de equacionamentos de corrente de malha, chega-se à equação (17) pela qual é feito o cálculo da tensão V_a da figura 14, que é a tensão logo após o transformador.

$$V_a = V_f \times \left[\frac{Z_A \times Z_B}{(Z_{trafo} + Z_f) \times (Z_A + Z_B) + Z_A \times Z_B} \right] \quad (17)$$

De posse do valor de V_a , obtêm-se os valores das correntes I_A e I_B , que são as mesmas correntes que circulam pelos trechos 1 e $(n + 1)$ do circuito da figura 13.

A partir daí, calcula-se as tensões e correntes nos postes, bem como as correntes em cada trecho da rede. As equações de (18) a (22) demonstram os cálculos para se obter as correntes e tensões nos dois primeiros poste e trechos.

$$V_1 = V_a - (I_{trecho1} \times Z_{cabo1}) \quad (18)$$

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_1} \quad (19)$$

$$I_{trecho2} = I_{trecho1} - I_1 \quad (20)$$

$$V_2 = V_1 - (I_{trecho2} \times Z_{cabo2}) \quad (21)$$

$$I_2 = \frac{V_2}{Z_2} \quad (22)$$

Procede-se dessa forma até que se encontre o valor de V_x , dado por (23).

$$V_x = V_6 - (I_{trecho\ 7} \times Z_{cabo\ 7}) \quad (23)$$

O mesmo raciocínio é utilizado para o cálculo no outro lado da rede radial (figura 13). As equações de (24) a (28) demonstram os cálculos para os dois últimos postes e trechos.

$$V_n = V_a - (I_{trecho\ (n+1)} \times Z_{cabo\ (n+1)}) \quad (24)$$

$$I_n = \frac{V_n}{Z_n} \quad (25)$$

$$I_{trecho\ (n)} = I_{trecho\ (n+1)} - I_n \quad (26)$$

$$V_{(n-1)} = V_n - (I_{trecho\ (n)} \times Z_{cabo\ (n)}) \quad (27)$$

$$I_{(n-1)} = \frac{V_{(n-1)}}{Z_{(n-1)}} \quad (28)$$

Continuando-se os cálculos, chega-se à equação (29) para encontrar o valor de V_y .

$$V_y = V_8 - (I_{trecho\ 8} \times Z_{cabo\ 8}) \quad (29)$$

Como os postes **X** e **Y**, na verdade, correspondem ao mesmo poste, os valores de V_x e V_y devem ser iguais. É importante ressaltar que serão calculados tantos valores de V_x e V_y quanto forem os valores de S_x e S_y de forma que a equação (16) seja atendida. Isso expõe a complexidade da solução dado a gama de variações possíveis para os valores de S_x e S_y a serem considerados.

2.2.3. Algoritmo de Cálculo do Perfil de Tensão

O algoritmo utilizado para realização dos cálculos foi implementado em MATLAB[®] e alguns parâmetros da rede devem ser conhecidos para fazer a simulação. São eles:

- N° de postes;

- Dados referentes à fonte de alimentação (tensão nominal, frequência, resistência e indutância da fonte até a entrada do transformador);
- Fator de potência do sistema;
- Dados referentes ao transformador, como potência aparente nominal, fator de carga e resistências e indutâncias equivalentes dos enrolamentos do primário e secundário;
- Comprimentos de cada trecho;
- Resistência e reatância indutiva do cabo utilizado;
- Carga consumida em cada poste.

Para todas as simulações, foi considerado que a rede de distribuição possui frequência fundamental de 60 Hz e tensões de linha primária e secundária de 13,8 kV e 220 V, respectivamente. O transformador possui potência nominal de 75 kVA (trifásica) com fator de carga 1,15. As resistências e indutâncias referentes à fonte de alimentação e ao transformador são apresentadas na tabela 5.

Tabela 5: Dados de entrada referentes ao transformador e fonte de alimentação.

Resistência da fonte até a entrada do transformador de distribuição	$10^{-6} \Omega$
Indutância da fonte até a entrada do transformador de distribuição	10^{-6} H
Resistência do primário do transformador	0,0076 pu
Indutância do primário do transformador	0,016 pu
Resistência do secundário do transformador	0,0076 pu
Indutância do secundário do transformador	0,016 pu

Os dados de entrada são inseridos numa tabela do EXCEL[®] que é lida automaticamente pelo algoritmo, facilitando a mudança das características da rede para cada simulação. A tabela de entrada dos dados permite que qualquer dado nela contida possa ser facilmente alterado pelo usuário para a simulação, inclusive o nº de postes que, ao ser alterado, altera-se também o número de linhas da tabela.

A tabela 6 exemplifica a tabela de entrada de dados para uma rede de **n** postes.

Tabela 6: Tabela de entrada de dados.

DADOS DE ENTRADA DO CIRCUITO EM ANEL				
Número de Postes				n
Tensão Nominal Fase-Neutro do Sistema (V)				127
Fator de Potência do Sistema				0,87
Potência Monofásica Nominal do Transformador (VA)				25000
Carregamento do Transformador (%)				100
Poste (início do trecho)	Poste (fim do trecho)	Comprimento (km)	Tipo de Bitola	Carga no Poste
<i>SE</i>	1	0,03	3	5%
1	2	0,04	3	8%
2	3	0,04	3	7%
3	4	0,03	3	3%
•	•	•	•	•
•	•	•	•	•
•	•	•	•	•
(n – 1)	n	0,04	3	10%
n	<i>SE</i>	0,04	3	7%

Na tabela de entrada dos dados, a carga conectada em cada poste é dada como um percentual da potência de carregamento do transformador, ou seja, na tabela 6 a carga do poste 1, por exemplo, corresponde a 1250 VA (5% do carregamento), já que o transformador está com 100% de carga (25 kVA). A soma das cargas de todos os postes equivale ao carregamento do transformador.

O programa também lê a tabela de dados dos cabos (tabela 7) e obtém a reatância indutiva, calculada conforme (10) para o caso de condutores nus, e a resistência do cabo de acordo com o tipo de bitola utilizado em cada trecho indicado na tabela de dados de entrada.

O comprimento do condutor utilizado em cada trecho também é inserido na tabela de entrada de dados para o cálculo da impedância dos cabos (coluna 3).

Tabela 7: Dados dos cabos.

DADOS DO CABO				
Distância Equivalente entre fases BT (mm)			252	
Bitola AWG/MCM		Raio Médio Geométrico (mm)	Resistência (Ω/km)	Reatância Indutiva (Ω/km)
Tipo 1	2	2,69	0,8535	0,3423
Tipo 2	1/0	3,39	0,5349	0,3248
Tipo 3	2/0	3,81	0,4251	0,3160
Tipo 4	3/0	4,28	0,3372	0,3073
Tipo 5	4/0	4,81	0,2665	0,2985
Tipo 6	336,4	6,40	0,1687	0,2796
Tipo 7*	3 x 1 x 70 + 70	-----	0,5710	0,0970
Tipo 8*	3 x 1 x 120 + 70	-----	0,3410	0,0920

*Tipo de bitola de cabos multiplexados fase x neutro (mm^2).

Após a leitura dos dados, o programa calcula as impedâncias dos cabos e dos postes conforme equações (9) e (11 a 15) armazenando-as em vetores linha. Nessa etapa, também são calculadas as impedâncias do transformador e da fonte. Dessa forma, a rede fica configurada como na figura 12, com todas as impedâncias conhecidas.

Para traçar o perfil de tensão da rede, é necessário transformá-la numa radial, encontrando o poste correto de abertura. Para isso, da mesma forma como foi feito para o poste 7 do sistema com n postes, o algoritmo desenvolvido considera a abertura em cada poste da rede fazendo uma variação de S_x e S_y . Para cada variação, em cada poste, são calculados os respectivos valores de V_x e V_y .

A primeira coisa a ser feita é definir os valores de S_x e S_y para que as impedâncias Z_x e Z_y , em cada poste considerado, possam ser calculadas. Utilizou-se aqui uma variação de S_x de 0,1% a 99,9% da potência aparente consumida no respectivo poste (S_{poste}) e, como consequência da equação (16), S_y varia conforme (30).

$$S_y = S_{\text{poste}} - S_x \quad (30)$$

Essa variação é feita a um passo de 0,03% e os valores são armazenados numa matriz onde o número de linhas corresponde ao número de postes e o número de colunas está vinculado ao tamanho do passo da variação. Quanto menor o tamanho do passo, maior é o número de colunas e maior também é a precisão dos resultados.

Com o tamanho do passo considerado (0,03%) o programa gera matrizes S_x e S_y de dimensões $n \times 3327$, onde n é o número de postes. Ou seja, cada linha da matriz corresponde ao poste que está sendo considerado como o de abertura.

Com as matrizes S_x e S_y , através dos mesmos cálculos utilizados para encontrar as impedâncias dos postes, gera-se as matrizes Z_x e Z_y , ambas de dimensão $n \times 3327$.

A próxima etapa é o cálculo de V_a , das correntes e tensões nos postes, correntes em cada trecho e, finalmente, as matrizes de tensões V_x e V_y , procedendo-se como explicado na seção 2.2.2.

Em seguida, o algoritmo faz uma busca nas matrizes V_x e V_y comparando linha por linha os valores, em módulo e ângulo, de cada coluna e encontra a tensão no poste X que é igual, ou muito próxima, à tensão no poste Y cujas posições nas matrizes correspondem ao poste correto de abertura (linha) e ao percentual da respectiva potência consumida (coluna).

Portanto, com os valores corretos das tensões no poste X e Y encontrados, conseqüentemente têm-se o correto poste de abertura, bem como os valores corretos das impedâncias no poste X e Y .

O perfil de tensão da rede é aquele cujas tensões nos postes são calculadas com os valores corretos de Z_x e Z_y .

2.3. Comentários

Como foi apresentado, desenvolveu-se uma metodologia com análise circuital para obtenção do perfil de tensão em alimentador de distribuição secundária em anel. Para a análise, os carregamentos dos postes são tratados como impedância, e mostrou-se também a representação dos demais elementos da rede. Para a análise computacional, desenvolveu-se uma rotina em MATLAB[®], interconectada com os dados do sistema disponíveis em uma planilha EXCEL[®].

Capítulo 3: Correção de Tensão por Inserção de Capacitores

A inserção de bancos de capacitores é largamente utilizada em redes de distribuição como medida corretiva dos níveis de tensão, pois diminui a queda de tensão ao longo do alimentador devido à diminuição da componente indutiva da corrente.

Os bancos de capacitores podem ser fixos ou automáticos. Os fixos são os que apresentam menor custo e ficam constantemente ligados, sem qualquer ajuste. Os bancos automáticos são ligados de acordo com o nível de carregamento da rede, proporcionando controle automático da tensão conforme a variação da carga.

O local mais adequado de inserção dos bancos é aquele que proporciona maior ganho de tensão, haja vista que o objetivo é a melhoria dos níveis de tensão da rede.

A elevação percentual de tensão obtida com a inserção de capacitores pode ser expressa por (31) [15].

$$\Delta V(\%) = \frac{kvar \times x \times l}{10(kV)^2} \quad (31)$$

Onde:

kvar – Capacidade do banco de capacitores;

x – Reatância do condutor (Ω/km);

l – Distância da fonte ao ponto de instalação dos capacitores (km);

kV – Tensão nominal do poste de conexão do banco, em quilo volts.

Observa-se, portanto, que quanto maior a distância do ponto de instalação dos capacitores à fonte, maior será o ganho de tensão obtido. No caso da rede em anel, é de se esperar que o maior ganho deva ocorrer no ponto em que a reatância paralela equivalente dos cabos de alimentação é a maior, já que a rede é fechada.

Desenvolvendo (31), é possível conhecer a capacitância necessária para se obter o ganho de tensão desejado conforme mostra (32).

$$C = \frac{\Delta V\% \times 10(kV)^2 \times 1000}{X \times l \times 2 \times \pi \times f \times V^2} \quad (32)$$

Onde f é a frequência do sistema, C é a capacitância em Faraday e V é a tensão nominal fase-neutro do poste de conexão do banco.

3.1. Algoritmo de Cálculo para Correção Capacitiva

Nesse trabalho, considerando as variações de tensão que ocorrem durante o dia devido a períodos de carga leve ou pesada, o capacitor calculado conforme (32) para o pior caso de queda de tensão é dividido em 3 bancos que serão inseridos automaticamente, em paralelo com a carga, de acordo com a necessidade, gerenciados por algum sistema supervisor. Assim, evita-se gerar reativos capacitivos em excesso se a capacitância total fosse aplicada permanentemente à rede, o que poderia colaborar para desestabilizar o sistema, além de causar problemas de elevação de tensão em períodos de carga leve, fazendo a mesma ultrapassar o valor máximo admissível.

Levando em conta futura implementação, a capacitância total será composta pela associação de unidades comerciais, que será denominado capacitor base (C_{base}). Com isso, a capacitância total final deve ser múltiplo inteiro de 3 (são três bancos), e também de C_{base} , podendo ser calculada usando a equação (33), onde os capacitores são dados em μF :

$$C_{TOTAL} = 3 \times INT \left[\frac{C}{3 \times C_{base}} + 1 \right] \times C_{base} \quad (33)$$

Neste trabalho, utilizou-se o valor comercial $C_{base}=137 \mu F$.

O capacitor a ser calculado é baseado na condição de carregamento máximo da rede, que corresponde à situação de maior carregamento do transformador e cargas com baixo fator de potência. Para essa condição, foi considerado o fator de potência de 0,8 indutivo para as cargas e o carregamento do transformador de 115% de sua potência nominal.

Após traçar o perfil de tensão da rede, o algoritmo verifica se há algum poste com tensão abaixo do valor estipulado pelo projetista, que nesse trabalho foi considerado de 118,75 Volts. Caso isso ocorra, os bancos de capacitores serão inseridos até que a tensão no poste de conexão alcance esse valor ou até que os três bancos sejam inseridos.

Caso a tensão no poste de conexão alcance um valor maior ou igual ao estipulado, o algoritmo faz uma nova varredura na rede e será inserido outro banco se em algum poste a tensão ficar abaixo de 116 Volts até a inserção dos três bancos. Esse valor é o limite inferior, definido no PRODIST, para que a tensão seja considerada adequada.

Se for necessário conectar todos os três bancos, é feita uma nova vistoria nas tensões dos postes. Havendo algum poste com tensão abaixo de 116 Volts, acrescentar-se-á um banco adicional, de mesmo valor, aos bancos já inseridos.

O fluxograma da figura 15 ilustra melhor a rotina de cálculo do algoritmo desenvolvido.

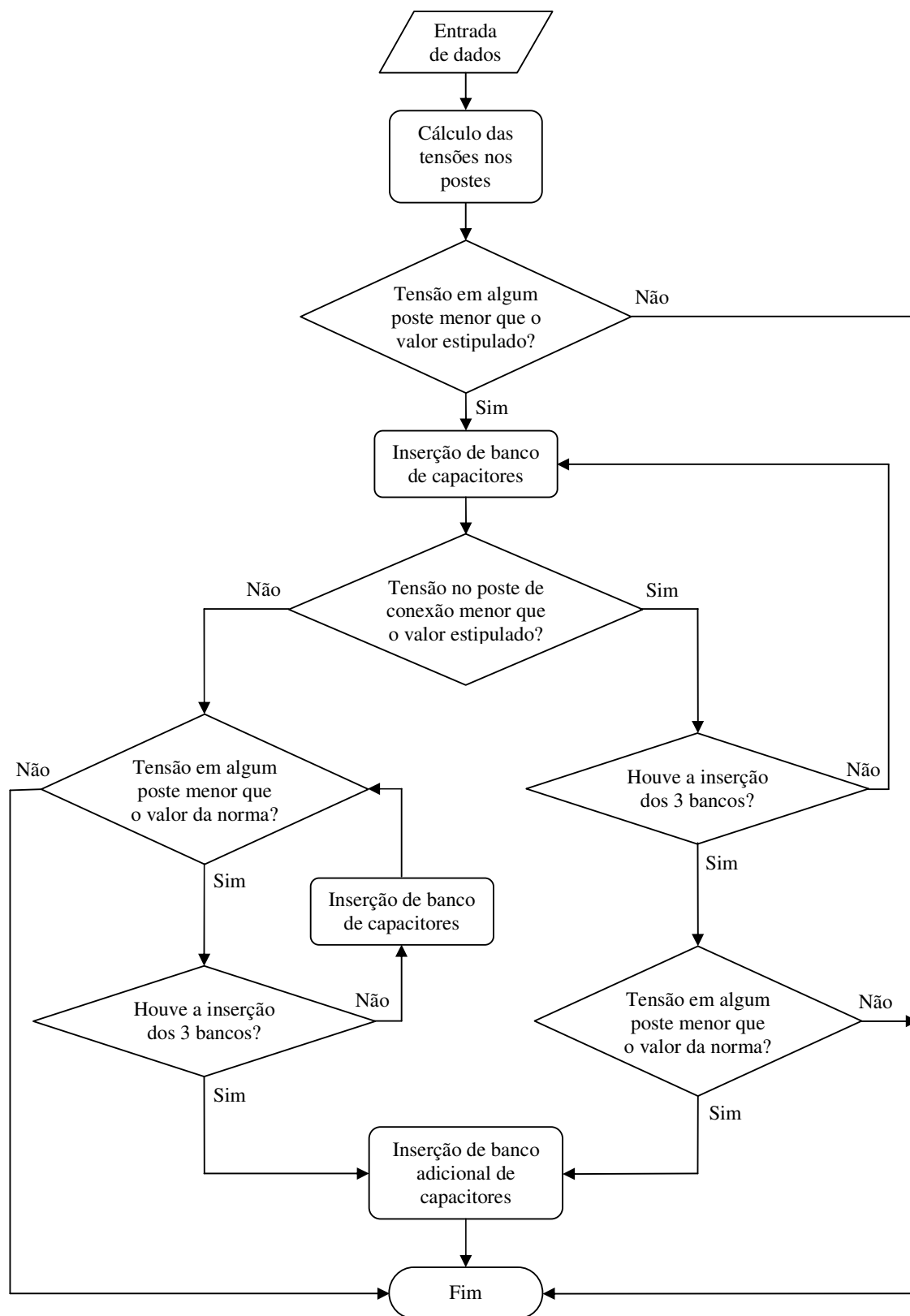


Figura 15: Fluxograma da rotina de cálculo do algoritmo.

A entrada de dados e o cálculo das tensões sem os bancos são feitos como descrito no item 2.2.3.

A impedância equivalente resultante no poste em que foi inserido o banco de capacitores é dada pelo paralelo da reatância capacitiva do banco com a impedância da carga do poste. A reatância capacitiva é calculada conforme equação (34) e a carga resultante conforme (35).

$$X_{\text{banco}} = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C_{\text{banco}}} \quad (34)$$

$$Z_{\text{pcap}} = \frac{Z_{\text{poste}} \times (-jX_{\text{banco}})}{Z_{\text{poste}} - jX_{\text{banco}}} \quad (35)$$

Onde:

X_{banco} – Reatância capacitiva do banco (Ω);

C_{banco} – Capacitância do banco (F);

f – Frequência (Hz);

Z_{pcap} – Impedância equivalente do poste que foi inserido o banco (Ω);

Z_{poste} – Impedância do poste onde foi inserido o banco (Ω);

A potência reativa que o banco injeta na rede (Q_{banco}) é dada por (36) em var, onde V_{nominal} é a tensão nominal fase-neutro do sistema:

$$Q_{\text{banco}} = \frac{V_{\text{nominal}}^2}{X_{\text{banco}}} \quad (36)$$

Para fins de comparação de resultados, os bancos são alocados em dois locais diferentes. Primeiramente, o local de conexão escolhido é aquele cuja reatância equivalente dos cabos de alimentação da fonte ao poste é a maior de toda rede, conforme dito na seção anterior. Depois, para a mesma rede, a conexão é feita no poste onde houve a maior queda de tensão, ou seja, no poste cuja tensão é a mais baixa.

Após a inserção dos bancos, não foi possível abrir a rede em cada um dos postes e buscar o poste correto de abertura, como foi feito para a rede sem os capacitores. Além das diversas possibilidades que devem ser consideradas ao dividir as potências aparentes dos postes, a potência reativa que o capacitor injeta na rede também deve ser dividida gerando

matrizes ainda maiores, o que torna os cálculos extremamente pesados e inviabiliza a simulação.

A solução encontrada restringe o número de postes a serem abertos de acordo com o poste de conexão dos capacitores como mostrado a seguir.

3.1.1. Conexão no Poste de Menor Tensão

A abertura da rede quando os bancos de capacitores são inseridos no poste de menor tensão é feita sempre nesse mesmo poste. Para exemplificar, considerando a rede anel com n postes, onde o poste com a menor tensão é o poste 7, o equivalente radial dessa rede após a conexão do banco de capacitores fica como ilustra a figura 16.

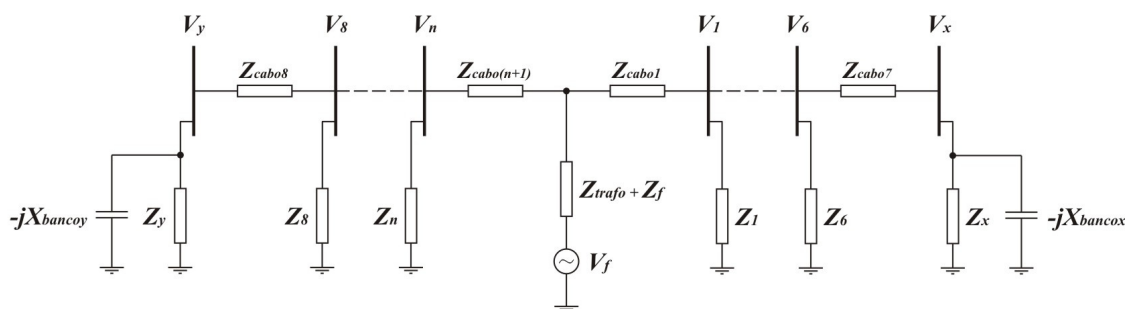


Figura 16: Equivalente radial da rede anel após a inserção do banco.

Como o banco de capacitores é inserido no mesmo poste que é aberta a rede, o banco de capacitores também é dividido para formar as reatâncias capacitivas X_{bancox} e X_{bancoy} que são, respectivamente, as reatâncias relativas à fração do banco que é conectado ao poste **X** e ao poste **Y**. A divisão da potência reativa do banco é feita da mesma forma como é feita a divisão da potência consumida no poste de abertura cujo procedimento está descrito na seção 2.2.3 e, portanto, as reatâncias capacitivas são dadas em ohms conforme (37) e (38).

$$X_{bamcox} = \frac{V_{nominal}^2}{Q_{bamcox}} \quad (37)$$

$$X_{bancov} = \frac{V_{nominal}^2}{Q_{bancov}} \quad (38)$$

Onde:

V_{nominal} – Tensão nominal da rede (V);

$Q_{\text{banco}x}$ – Fração da potência reativa capacitiva do banco que é conectada ao poste X (var);

$Q_{\text{banco}y}$ – Fração da potência reativa capacitiva do banco que é conectada ao poste Y (var);

Contudo, para cada valor considerado para $Q_{\text{banco}x}$, e conseqüentemente para $Q_{\text{banco}y}$, todas as variações de S_x e S_y devem ser consideradas, gerando cálculos com matrizes de grandes dimensões. Para reduzir a quantidade de possibilidades e viabilizar a simulação, foi necessário aumentar o passo utilizado na variação de S_x para 0,05%. A fração de potência $Q_{\text{banco}x}$ varia de 0,5% a 99,5% da potência reativa total do banco (Q_{banco}) a um passo de 0,5%.

As variações e os passos considerados se traduzem em resultados menos precisos, já que quanto maior a faixa de variação e menor o passo, maior é a precisão.

Após a abertura da rede e cálculo das devidas impedâncias, o procedimento de cálculo do perfil de tensão é feito como para a rede sem capacitores. Como os resultados não são tão precisos, foi admitido um erro na comparação dos módulos das tensões dos postes **X** e **Y** de 0,1 Volts para encontrar os valores corretos das tensões e impedâncias.

3.1.2. Conexão no Poste de Maior Reatância Equivalente dos Cabos

Quando o banco de capacitores é conectado ao poste cuja reatância equivalente dos cabos até ele é a maior, a primeira abertura da rede a ser considerada é no poste de menor tensão. Entretanto, ao abrir a rede em um poste diferente do poste de inserção dos bancos, corta-se o fluxo de potência reativa capacitiva, proveniente dos bancos, que fluiria para ambos os lados da rede, ou seja, dos postes **X** e **Y** em direção à fonte. Isso significa que, ao abrir a rede, a potência reativa capacitiva ficaria confinada no lado do circuito radial que foram inseridos os bancos.

A solução foi utilizar impedâncias complementares nos postes **X** e **Y** que permitem a continuação do fluxo de potência reativa capacitiva em ambos os lados do equivalente radial.

Supondo que na rede anel com **n** postes, onde o poste de menor tensão seja o poste 7 e o de reatância equivalente máxima seja o poste 3, o equivalente radial resulta na configuração mostrada na figura 17.

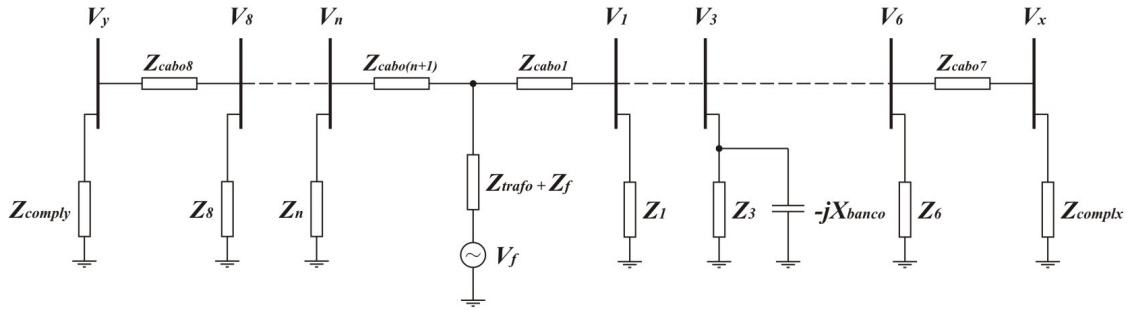


Figura 17: Equivalente radial da rede anel após a inserção do banco no poste de reatância equivalente máxima.

Z_{complx} e Z_{comply} são, respectivamente, as impedâncias complementares utilizadas nos postes X e Y para compensar a interrupção do fluxo de potência reativa proveniente dos bancos de capacitores.

No circuito da figura 17, Z_{complx} é uma impedância com característica indutiva, de modo que sua parcela reativa deve absorver a mesma potência reativa que fluiria em direção ao poste de abertura caso o circuito permanecesse em anel. De forma complementar, Z_{comply} possui característica capacitiva e forneceria a potência reativa que fluiria desse mesmo poste para o restante da rede.

Os fluxos de potência reativa no poste de abertura do circuito da figura 17 (poste 7) antes e depois da abertura da rede estão ilustrados nas figuras 18 e 19, onde Q_{complx} e Q_{comply} representam as potências reativas que entram e saem do poste, enquanto que Q_7 é a potência reativa que é absorvida por esse poste.

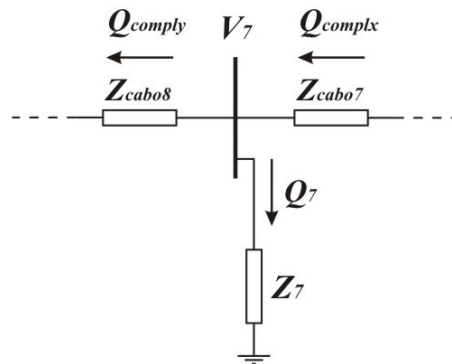


Figura 18: Fluxo de potência reativa no poste de abertura na configuração anel.

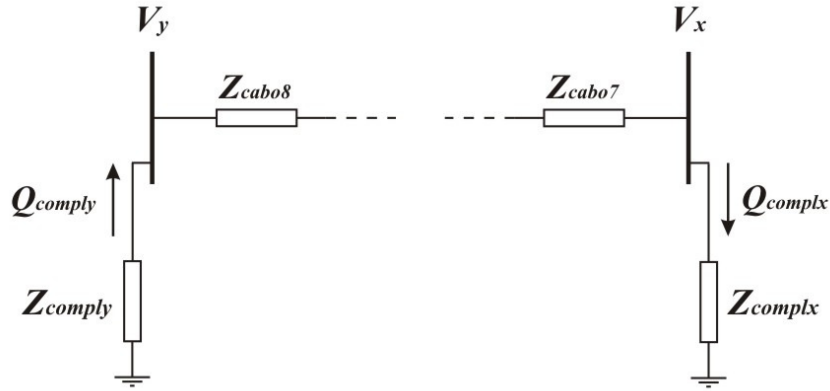


Figura 19: Fluxo de potência reativa no poste de abertura na configuração radial equivalente.

A parcela resistiva dessas impedâncias é calculada utilizando a potência consumida pelo poste de abertura da mesma forma como é calculada a parcela resistiva de Z_x e Z_y .

Já o cálculo das reatâncias é dado de acordo com (39) e (40).

$$X_{complx} = \frac{V_{nominal}^2}{Q_{complx}} \quad (39)$$

$$X_{comply} = \frac{V_{nominal}^2}{-Q_{comply}} \quad (40)$$

Onde:

X_{complx} – Reatância indutiva da impedância complementar conectada ao poste X (Ω);

X_{comply} – Reatância capacitiva da impedância complementar conectada ao poste Y (Ω);

$V_{nominal}$ – Tensão nominal fase-neutro da rede (V);

Q_{complx} e Q_{comply} são calculados conforme as equações (41) e (42).

$$Q_{complx} = Q_{bancox} \quad (41)$$

$$Q_{comply} = -(Q_{bancox} - Q_{poste}) \quad (42)$$

Onde:

Q_{bancoX} – Fração da potência reativa capacitiva do banco conectada ao poste X
(var);

Q_{poste} – Potência reativa indutiva consumida no poste de abertura da rede (var);

Assim como as impedâncias das cargas, as impedâncias complementares são dadas pelo paralelo da parcela resistiva com a parcela reativa calculadas.

As variações e o tamanho dos passos são os mesmos utilizados para o caso de conexão no poste de menor tensão, bem como o cálculo do perfil de tensão e o erro admitido para encontrar os valores corretos das tensões dos postes **X** e **Y**.

Caso o poste de inserção dos bancos não seja adjacente ao poste de menor tensão, e, não sejam encontrados os valores corretos das tensões nos postes **X** e **Y**, deve-se fazer o mesmo procedimento, porém considerando a abertura da rede no poste adjacente ao último poste que foi aberto e no mesmo ramo do circuito radial em que os bancos estão sendo inseridos. Procede-se dessa forma até que as tensões corretas dos postes **X** e **Y** sejam encontradas. O último poste a ser aberto seria o poste adjacente ao poste em que os bancos estão inseridos.

Para exemplificar, no circuito da figura 17, o novo poste de abertura seria o poste 6, caso a abertura no poste 7 (poste de menor tensão) não funcionasse. Se as tensões corretas também não são encontradas no poste 6, o novo poste de abertura seria o 5 e, em último, caso a abertura seria feita no poste 4.

3.2. Sensibilidade a Harmônicos da Tensão de Alimentação

A inserção de bancos de capacitores nas redes de distribuição pode causar problemas relacionados à amplificação de harmônicos que interferem no funcionamento dos equipamentos ligados ao longo do alimentador. Sendo assim, faz-se necessário avaliar o impacto nos harmônicos de tensão proporcionado pela inserção dos bancos.

O modelo matemático das cargas, cabos, fonte e transformador é o mesmo utilizado na análise da alocação dos bancos para a frequência fundamental. Porém, na análise harmônica, a impedância de cada elemento do sistema é calculada alterando-se a frequência conforme a ordem do harmônico avaliado. As equações (43) a (47) mostram o cálculo desses elementos para determinada ordem **h**.

- Impedância da fonte:

$$Z_{hf} = R_f + j \times (2 \times \pi \times h \times f \times L_f) \quad (43)$$

- Impedâncias primária e secundária do transformador:

$$Z_{ht1} = R_{t1} + j \times (2 \times \pi \times h \times f \times L_{t1}) \quad (44)$$

$$Z_{ht2} = R_{t2} + j \times (2 \times \pi \times h \times f \times L_{t2}) \quad (45)$$

- Impedância do cabo em cada trecho:

$$Z_{hcabo} = (R_{cabo} + j \times h \times X_{cabo}) \times l \quad (46)$$

- Impedância de carga em cada poste:

$$Z_{hposte} = \frac{R_{poste} \times j \times h \times X_{poste}}{R_{poste} + j \times h \times X_{poste}} \quad (47)$$

Da mesma forma como foi feito para a frequência fundamental, na análise harmônica as tensões nos postes da rede são calculadas para a nova frequência antes e depois da inserção dos bancos de capacitores para a avaliação adequada do impacto das inserções na amplificação dos harmônicos.

O cálculo das tensões é o mesmo mostrado nos capítulos anteriores, alterando-se apenas o valor da frequência do sistema.

As equações (48) e (49) mostram o cálculo, na nova frequência, da reatância capacitiva (X_{hbanco}) e da impedância resultante no poste em que os bancos são inseridos (Z_{hpcap}).

$$X_{hbanco} = \frac{1}{2 \times \pi \times h \times f \times C_{banco}} \quad (48)$$

$$Z_{hpcap} = \frac{Z_{hposte} \times (-jX_{hbanco})}{Z_{hposte} - jX_{hbanco}} \quad (49)$$

O efeito da inserção da correção capacitiva é avaliado para cada ordem harmônica, calculando a relação entre a tensão harmônica em cada poste depois e antes da inserção de reativos capacitivos. Sempre que a relação é maior que um ($>100\%$) está ocorrendo amplificação harmônica.

3.3. Comentários

Descreveu-se neste capítulo o algoritmo utilizado para análise do perfil de tensão resultante em rede de distribuição em anel quando se pretende realizar correção capacitiva. Mostrou-se a dificuldade de aplicar diretamente a metodologia utilizada no capítulo anterior, e a solução adotada para alcançar um resultado satisfatório, com pequeno erro e sem gerar matrizes exageradas. Também foi apresentada a análise da sensibilidade da topologia a harmônicos da tensão de alimentação quando há correção capacitiva.

Capítulo 4: Simulação e Resultados

4.1. Perfil de Tensão e Correção Capacitiva

Neste capítulo são apresentados alguns resultados obtidos por simulação da análise do melhor ponto de conexão dos bancos de capacitores em redes secundárias em anel. São comparados os resultados considerando diferentes níveis de carregamento para diversas redes e alocação dos bancos nos dois pontos distintos, poste de menor tensão e poste cujo equivalente reativo dos cabos é o maior.

Para não tornar cansativa a exposição de resultados, a distribuição de cargas nos postes é feita totalizando 85%, 100% e 115% da potência nominal do transformador, representando diferentes níveis de carregamento que podem ocorrer durante o dia. Os dados são aqueles apresentados em 2.2.3.

A corrente nominal do transformador é dada por:

$$I_{nominal} = \frac{S_{monofásica}}{V_{nominal}} \quad (50)$$

Onde:

$S_{monofásica}$ – Potência aparente monofásica do transformador (VA);

$V_{nominal}$ – Tensão nominal fase-neutro da rede (V);

$I_{nominal}$ – Corrente nominal do transformador (A);

Como a potência nominal do transformador é 25000 VA (monofásico) e a tensão nominal fase-neutro da rede é 127 Volts, o resultante é uma corrente de 196,85A. De acordo com o Anexo 1, para essa corrente devem ser utilizados cabos de bitola 2/0 (AWG).

Essa bitola de cabo é representada pelo tipo 3 na tabela de entrada de dados (tabela 6), pois a análise é feita com a utilização de condutores nus (cabos CA) e, para as redes aqui simuladas, é a bitola que será utilizada em todos os trechos do sistema.

Os resultados apresentados serão comparados com aqueles obtidos em ambiente *Simulink*[®] como forma de verificação e comprovação da validade da metodologia proposta. Um exemplo da modelagem do sistema nesse ambiente está apresentado no Apêndice B, onde é possível observar os componentes do sistema e o display de cada poste, cuja função é

mostrar o valor da respectiva tensão eficaz. Esse exemplo mostra a representação monofásica de uma rede anel com 15 postes e deve ser adaptado para o tamanho da rede que se pretende simular.

4.1.1. 1º Caso: Rede de 15 Postes

A primeira rede simulada possui 15 postes e fator de potência 0,87 indutivo. A distribuição de cargas e o comprimento de cada trecho do circuito estão apresentados na tabela 8.

Tabela 8: Rede anel com 15 postes.

Poste (início do trecho)	Poste (fim do trecho)	Comprimento (km)	Carga no Poste (%)
<i>SE</i>	1	0,04	5
1	2	0,03	8
2	3	0,03	5
3	4	0,03	10
4	5	0,04	7
5	6	0,03	5
6	7	0,03	5
7	8	0,03	8
8	9	0,04	8
9	10	0,04	5
10	11	0,03	7
11	12	0,04	5
12	13	0,03	7
13	14	0,04	10
14	15	0,04	5
15	<i>SE</i>	0,04	-----

A figura 20 mostra o perfil de tensão da rede para um carregamento de 85% sem bancos de capacitores e com a alocação dos capacitores no poste 9, cuja reatância equivalente dos cabos é a maior. Já a figura 21 mostra a mesma rede, porém com o banco sendo alocado no poste 8, poste de maior queda de tensão.

Em todas as figuras aqui apresentadas, o primeiro e o último pontos de tensão do gráfico representam a tensão logo após o transformador (V_a da figura 14), ou seja, referem-se ao mesmo ponto e, consequentemente, possuem a mesma tensão.

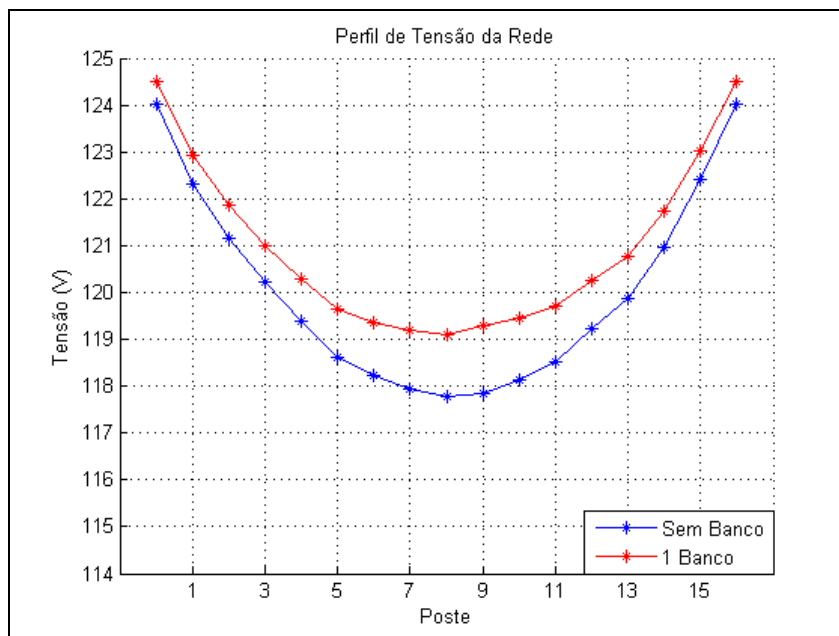


Figura 20: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

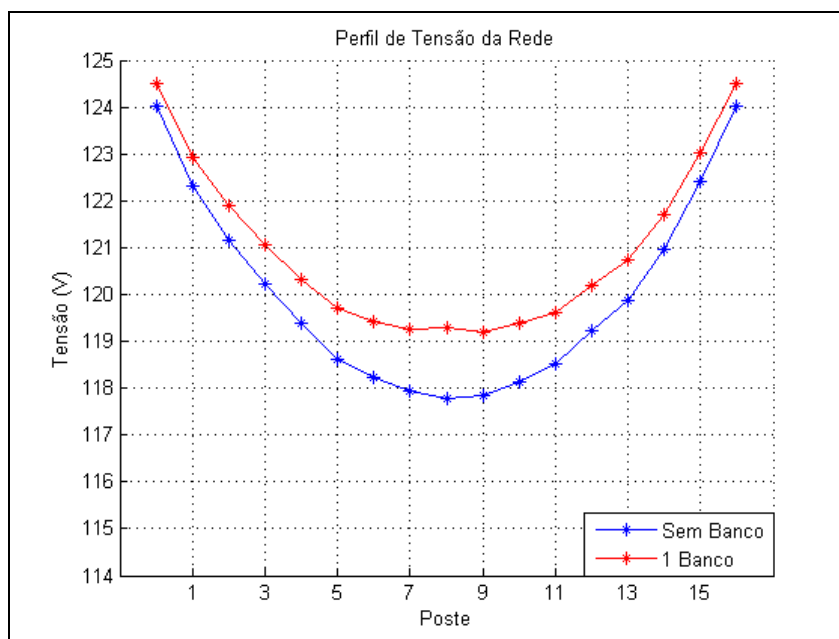


Figura 21: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.

Neste caso, a capacitância total calculada, conforme apresentado em (32), foi de 1380 μF . Empregando a eq. (33), resulta em três bancos de 548 μF , totalizando 1644 μF . Para esse carregamento, foi necessário utilizar apenas um banco para se obter um resultado satisfatório, ou seja, a tensão no poste de alocação do banco ficou acima de 118,75 V e nenhum poste da rede possui tensão menor que 116 V, valor estipulado pela norma.

A tabela 9 mostra os valores de tensão obtidos em cada poste pelo algoritmo desenvolvido e as tensões resultantes da simulação no *Simulink*® para essa rede sem a conexão do banco e com a conexão do banco nos postes 8 e 9.

Tabela 9: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 15 postes com 85% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	124,02	-----	124,49	-----	124,49	-----
1	122,31	122,31	122,93	122,93	122,91	122,91
2	121,16	121,16	121,88	121,89	121,86	121,86
3	120,22	120,22	121,05	121,06	121,01	121,01
4	119,39	119,39	120,33	120,35	120,29	120,28
5	118,63	118,63	119,72	119,74	119,66	119,65
6	118,22	118,22	119,43	119,46	119,36	119,35
7	117,94	117,94	119,27	119,30	119,19	119,17
8	117,79	117,79	119,31	119,27	119,11	119,12
9	117,84	117,84	119,21	119,17	119,31	119,32
10	118,15	118,15	119,38	119,35	119,46	119,47
11	118,51	118,51	119,62	119,6	119,7	119,7
12	119,21	119,21	120,19	120,17	120,24	120,25
13	119,86	119,86	120,74	120,72	120,78	120,79
14	120,97	120,97	121,7	121,69	121,73	121,74
15	122,41	122,41	123,01	123,00	123,02	123,03
Va	124,02	-----	124,49	-----	124,49	-----

É possível observar que, considerando duas casas decimais, os resultados ficaram precisos para a rede sem os capacitores, enquanto que, após a conexão do banco, os valores ficaram bem próximos aos obtidos no *Simulink*® com diferença máxima de 0,016%, ou seja, 0,02 V.

As figuras 22 e 23 mostram os resultados obtidos para essa rede com carregamento de 100%, onde foi necessário utilizar 2 bancos para não permitir que a tensão no poste de conexão continuasse abaixo do valor desejado. Entretanto, vê-se que apenas um banco seria suficiente se a tensão de comparação fosse menor (por exemplo, o limite de 116 V do PRODIST). A escolha é, literalmente, uma questão custo x benefício, pois quanto mais próximo se opera do limite inferior de 116 V dado em norma, maior a chance de transgredi-lo.

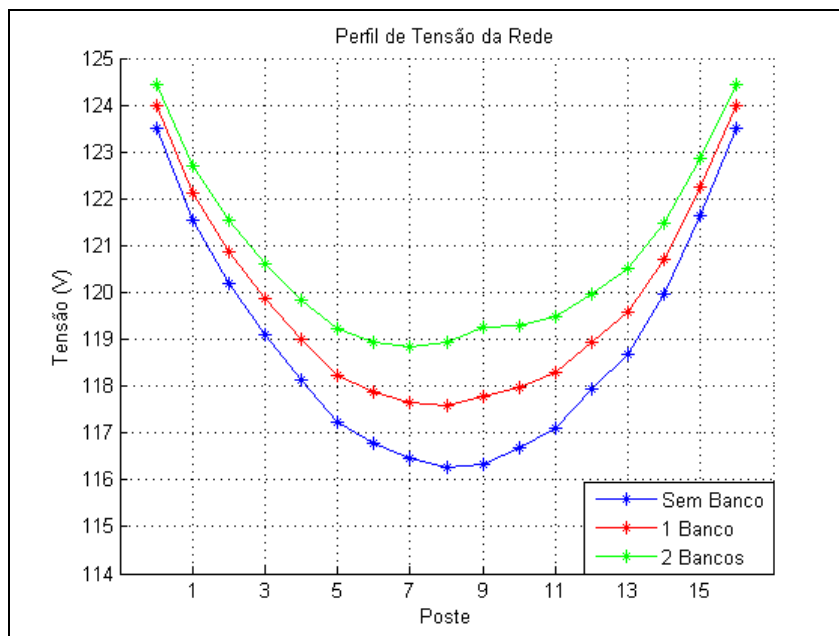


Figura 22: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

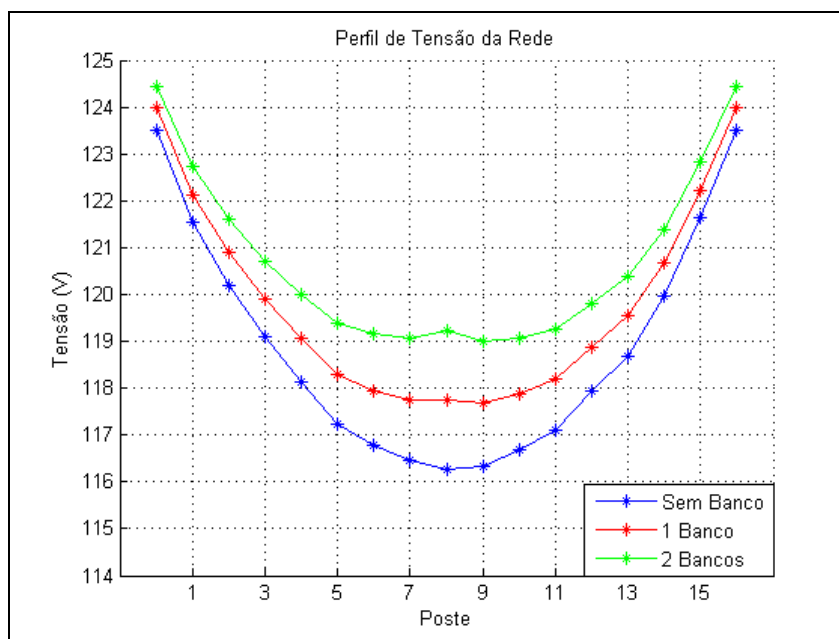


Figura 23: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.

Para esse carregamento, a tabela 10 apresenta a comparação das tensões obtidas sem capacitores e com os 2 bancos conectados aos postes 8 e 9. Nota-se também a precisão dos resultados para a rede sem os capacitores e a diferença de, no máximo, 0,05 V, entre as tensões calculadas nas duas simulações após a conexão dos bancos, ou seja, uma diferença máxima de 0,039%.

Tabela 10: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 15 postes com 100% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,52	-----	124,44	-----	124,44	-----
1	121,53	121,53	122,73	122,74	122,69	122,7
2	120,2	120,2	121,61	121,62	121,54	121,55
3	119,09	119,09	120,72	120,74	120,62	120,63
4	118,14	118,14	119,98	120,01	119,85	119,87
5	117,25	117,25	119,39	119,42	119,22	119,24
6	116,78	116,78	119,16	119,19	118,95	118,97
7	116,45	116,45	119,07	119,1	118,83	118,86
8	116,27	116,27	119,22	119,17	118,92	118,89
9	116,33	116,33	118,99	118,94	119,27	119,23
10	116,69	166,69	119,07	119,03	119,3	119,27
11	117,11	117,11	119,27	119,24	119,47	119,45
12	117,93	117,93	119,82	119,79	119,97	119,96
13	118,69	118,69	120,38	120,36	120,5	120,49
14	119,97	119,97	121,4	121,38	121,48	121,47
15	121,64	121,64	122,81	122,81	122,86	122,85
Va	123,52	-----	124,44	-----	124,44	-----

O perfil de tensão dessa rede com carregamento de 115% está apresentado nas figuras 24 e 25.

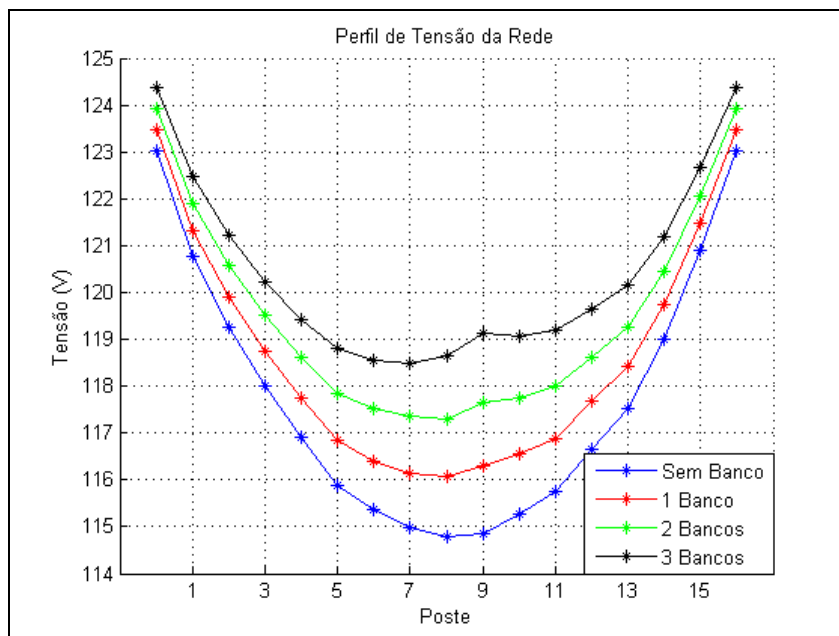


Figura 24: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

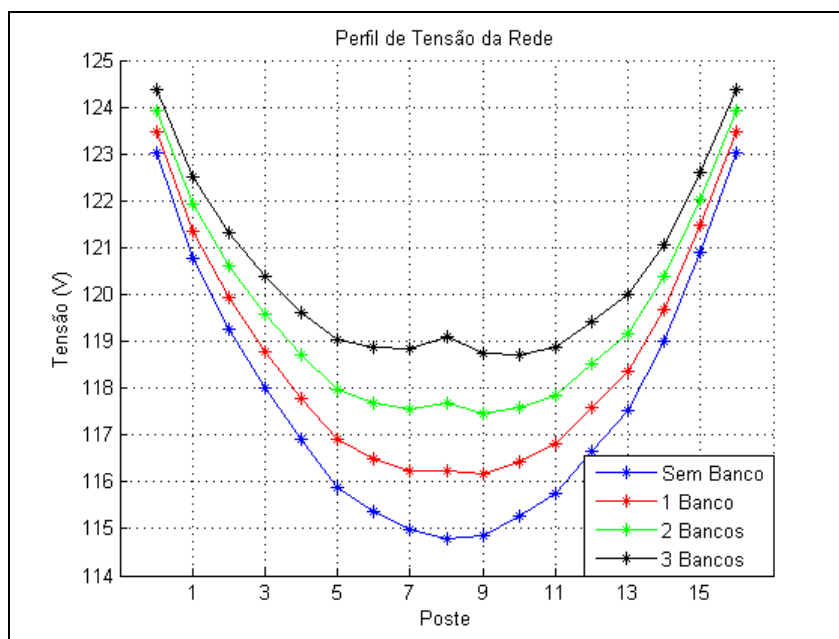


Figura 25: Perfil de tensão da rede de 15 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.

Observa-se que, em ambos os postes de alocação, foi necessário utilizar três bancos de capacitores para atender à tensão de comparação no poste de alocação. Além disso, nenhum poste ficou com tensão abaixo de 116 V, apesar de o poste 8 possuir tensão de 114,79 V antes de serem inseridos os bancos.

A comparação com o *Simulink*[®] para 115% de carregamento e conexão de três bancos é apresentada na tabela 11.

Tabela 11: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 15 postes com 115% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,03	-----	124,37	-----	124,38	-----
1	120,77	120,77	122,52	122,53	122,47	122,47
2	119,25	119,25	121,31	121,32	121,21	121,21
3	118	118	120,38	120,39	120,23	120,24
4	116,91	116,91	119,61	119,63	119,42	119,43
5	115,89	115,89	119,05	119,08	118,79	118,81
6	115,36	115,36	118,86	118,89	118,56	118,57
7	114,99	114,99	118,85	118,88	118,5	118,51
8	114,79	114,79	119,1	119,05	118,65	118,62
9	114,86	114,86	118,73	118,69	119,14	119,12
10	115,27	115,27	118,72	118,69	119,07	119,05
11	115,74	115,74	118,89	118,85	119,18	119,16
12	116,67	116,67	119,42	119,39	119,65	119,63
13	117,53	117,53	119,99	119,97	120,17	120,16
14	118,99	118,99	121,07	121,05	121,19	121,18
15	120,9	120,9	122,6	122,6	122,66	122,66
Va	123,03	-----	124,37	-----	124,38	-----

4.1.2. 2º Caso: Rede de 18 Postes

A rede agora simulada possui 18 postes com fator de potência 0,9 indutivo e distribuição de cargas e comprimentos dos trechos conforme tabela 12.

Tabela 12: Rede anel com 18 postes.

Início do Trecho	Poste (fim do trecho)	Comprimento (km)	Carga no Poste (%)
<i>SE</i>	1	0,04	3
1	2	0,04	5
2	3	0,04	5
3	4	0,03	7
4	5	0,03	5
5	6	0,04	5
6	7	0,04	3
7	8	0,03	5
8	9	0,03	5
9	10	0,04	5
10	11	0,04	7
11	12	0,04	5
12	13	0,03	8
13	14	0,03	5
14	15	0,03	5
15	16	0,03	7
16	17	0,03	8
17	18	0,04	7
18	<i>SE</i>	0,03	-----

Para essa rede, o poste que possui a menor tensão sem os capacitores é o poste 10 e o que resulta no maior equivalente reativo dos cabos é o 9. A capacitância total calculada foi de 1485,6 μF resultando uma vez mais em 3 bancos de 548 μF . Para o carregamento de 85% foi necessário utilizar apenas 1 banco de capacitores conforme ilustram as figuras 26 e 27.

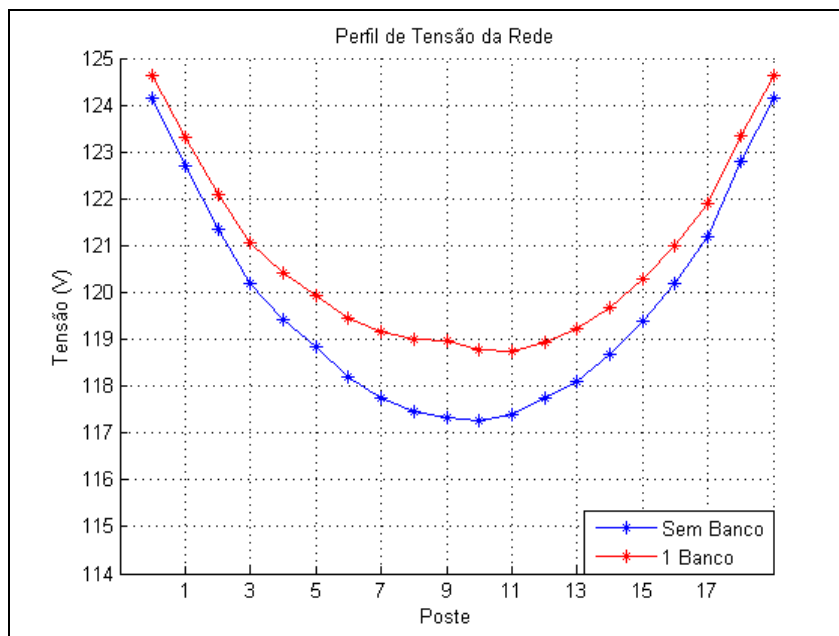


Figura 26: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

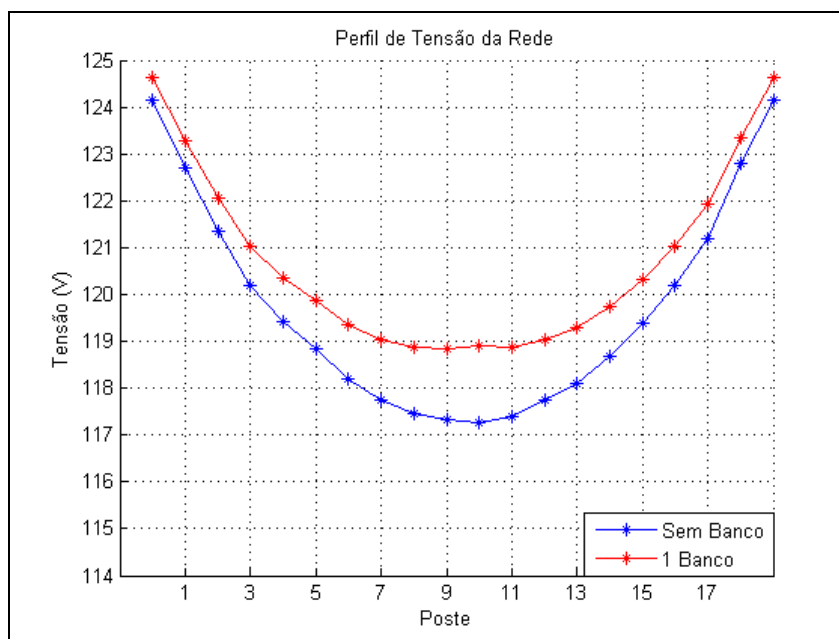


Figura 27: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.

A tabela 13 faz a comparação das tensões nos postes obtidas com o resultado em ambiente Simulink para a rede sem os capacitores e com os capacitores conectados aos postes 10 e 9, respectivamente.

Tabela 13: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 18 postes com 85% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 10		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	124,15	-----	124,62	-----	124,62	-----
1	122,7	122,7	123,29	123,29	123,31	123,31
2	121,36	121,36	122,07	122,07	122,1	122,1
3	120,18	120,18	121,02	121,01	121,07	121,07
4	119,42	119,42	120,35	120,35	120,41	120,41
5	118,83	118,83	119,86	119,85	119,94	119,94
6	118,2	118,2	119,37	119,36	119,46	119,46
7	117,74	117,74	119,04	119,03	119,16	119,15
8	117,47	117,47	118,87	118,86	119	119
9	117,32	117,32	118,83	118,82	118,97	118,97
10	117,27	117,27	118,91	118,91	118,77	118,77
11	117,39	117,39	118,86	118,87	118,75	118,75
12	117,74	117,74	119,04	119,05	118,95	118,95
13	118,12	118,12	119,3	119,3	119,22	119,22
14	118,69	118,69	119,75	119,76	119,69	119,69
15	119,39	119,39	120,33	120,34	120,28	120,28
16	120,2	120,2	121,04	121,04	121	121
17	121,2	121,2	121,92	121,92	121,89	121,89
18	122,78	122,78	123,36	123,36	123,34	123,34
Va	124,15	-----	124,62	-----	124,62	-----

As figuras 28 e 29 ilustram o perfil de tensão da rede com 100% de carregamento onde foi necessário conectar 2 bancos de capacitores aos postes. Os valores das tensões obtidos através do algoritmo desenvolvido e do modelo *Simulink*[®] estão apresentados na tabela 14 para a conexão nos postes 10 e 9, respectivamente.

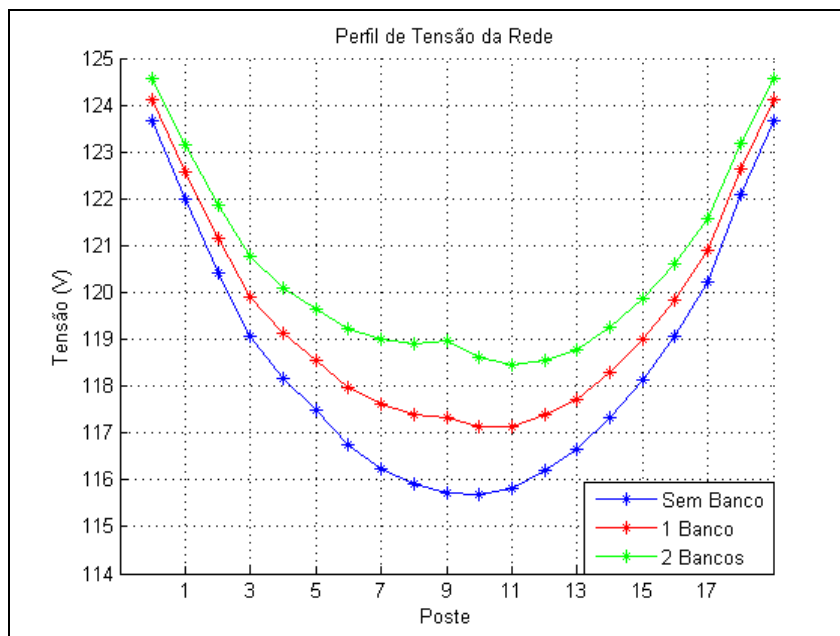


Figura 28: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

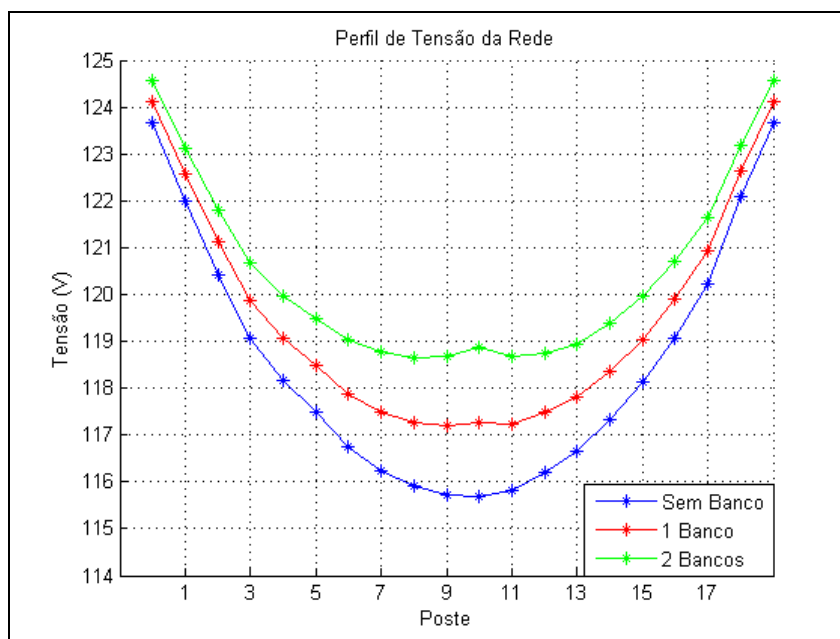


Figura 29: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.

Tabela 14: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 18 postes com 100% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 10		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,68	-----	124,58	-----	124,58	-----
1	121,99	121,99	123,13	123,13	123,16	123,16
2	120,42	120,42	121,81	121,8	121,87	121,87
3	119,05	119,05	120,68	120,67	120,78	120,78
4	118,17	118,17	119,98	119,97	120,11	120,11
5	117,48	117,48	119,49	119,48	119,64	119,64
6	116,76	116,76	119,03	119,01	119,22	119,21
7	116,22	116,22	118,76	118,73	118,99	118,97
8	115,91	115,9	118,65	118,62	118,9	118,89
9	115,73	115,73	118,68	118,65	118,96	118,96
10	115,68	115,68	118,86	118,89	118,6	118,61
11	115,82	115,82	118,67	118,69	118,45	118,45
12	116,22	116,22	118,75	118,76	118,56	118,56
13	116,66	116,66	118,95	118,96	118,79	118,79
14	117,32	117,33	119,38	119,4	119,25	119,25
15	118,13	118,13	119,97	119,98	119,86	119,86
16	119,08	119,08	120,69	120,7	120,61	120,62
17	120,23	120,23	121,63	121,63	121,57	121,57
18	122,08	122,08	123,19	123,2	123,17	123,17
Va	123,68	-----	124,58	-----	124,58	-----

O perfil de tensão da rede para o 115% de carregamento antes e após a inserção dos bancos de capacitores aos postes 9 e 10 estão ilustrados nas figuras 30 e 31.

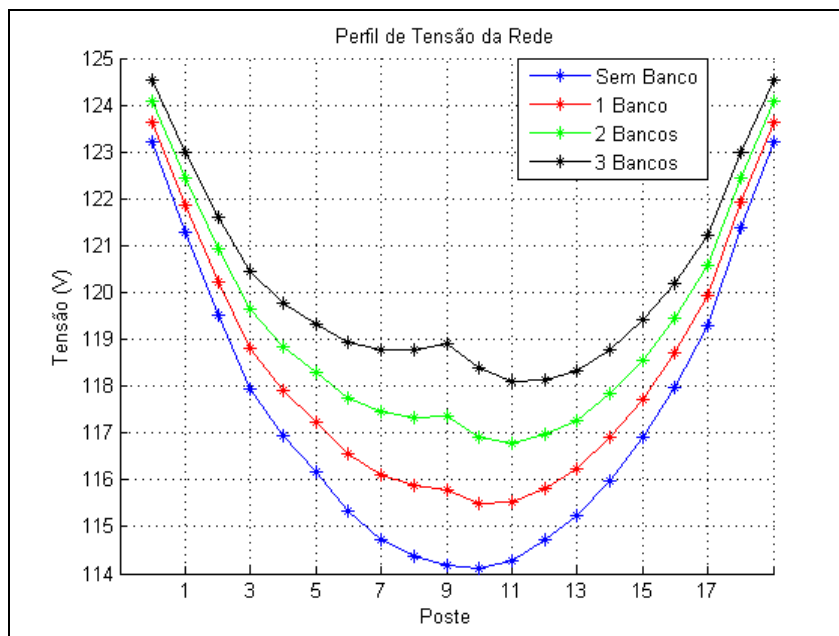


Figura 30: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

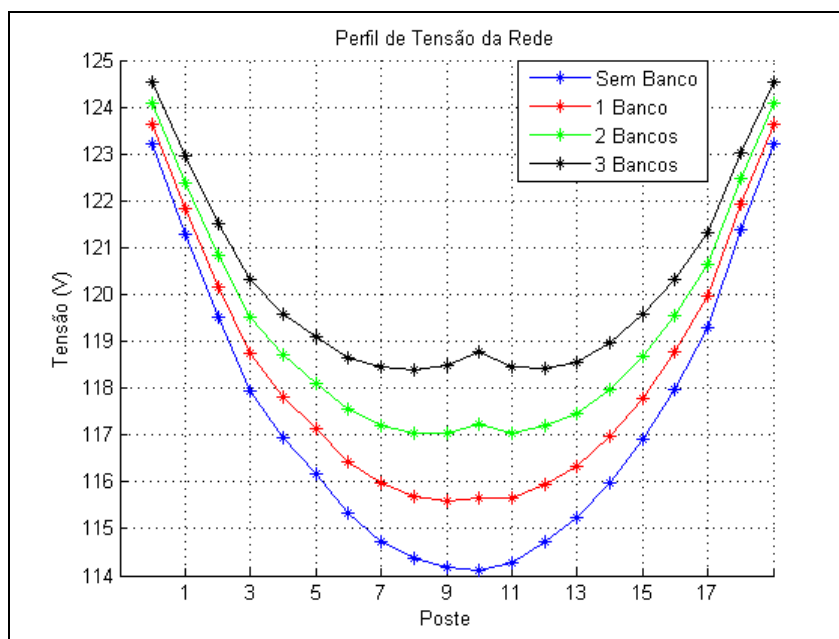


Figura 31: Perfil de tensão da rede de 18 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 10.

Para essa condição de carregamento, foram necessários utilizar três bancos de capacitores para que a tensão no poste de alocação ficasse acima de 118,75 Volts.

Nota-se, também para essa rede, que em nenhuma das condições de carregamento algum poste ficou com tensão abaixo de 116 V após a inserção dos bancos.

Os valores das tensões para verificação dos resultados são apresentados na tabela 15.

Tabela 15: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 18 postes com 115% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 10		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,21	-----	124,53	-----	124,53	-----
1	121,29	121,29	122,95	122,95	123	123
2	119,51	119,51	121,52	121,51	121,62	121,61
3	117,95	117,95	120,31	120,3	120,46	120,46
4	116,94	116,94	119,58	119,56	119,77	119,76
5	116,16	116,16	119,09	119,07	119,32	119,31
6	115,34	115,34	118,65	118,62	118,94	118,92
7	114,73	114,73	118,44	118,4	118,78	118,75
8	114,38	114,37	118,39	118,34	118,77	118,75
9	114,17	114,17	118,5	118,45	118,92	118,91
10	114,12	114,12	118,78	118,82	118,39	118,4
11	114,28	114,28	118,44	118,48	118,11	118,12
12	114,73	114,73	118,42	118,44	118,14	118,15
13	115,23	115,23	118,56	118,59	118,33	118,34
14	115,98	115,98	118,98	119	118,79	118,79
15	116,9	116,9	119,57	119,58	119,41	119,42
16	117,98	117,98	120,32	120,34	120,2	121,21
17	119,29	119,29	121,32	121,33	121,24	121,24
18	121,39	121,39	123,01	123,02	122,98	122,98
Va	123,21	-----	124,53	-----	124,53	-----

4.1.3. 3º Caso: Rede de 20 Postes

Por fim, é feita uma simulação numa rede de 20 postes, fator de potência 0,92 indutivo e distribuição de cargas e comprimentos dos trechos conforme tabela 16.

Tabela 16: Rede anel com 20 postes

Início do Trecho	Poste (fim do trecho)	Comprimento (km)	Carga no Poste (%)
<i>SE</i>	1	0,03	5
1	2	0,03	8
2	3	0,03	5
3	4	0,03	3
4	5	0,04	5
5	6	0,03	5
6	7	0,03	5
7	8	0,03	2
8	9	0,04	3
9	10	0,04	5
10	11	0,03	2
11	12	0,04	3
12	13	0,03	5
13	14	0,04	3
14	15	0,04	8
15	16	0,04	7
16	17	0,03	7
17	18	0,03	7
18	19	0,04	7
19	20	0,04	5
20	<i>SE</i>	0,03	-----

A capacitância calculada para esse caso foi de 1339,93 μF , resultando também em três bancos de 548 μF , conforme eq. (33). O poste de menor tensão é o poste 12 e de maior equivalente reativo dos cabos é o poste 11. As figuras 32 e 33 mostram o perfil de tensão dessa rede para o carregamento de 85%.

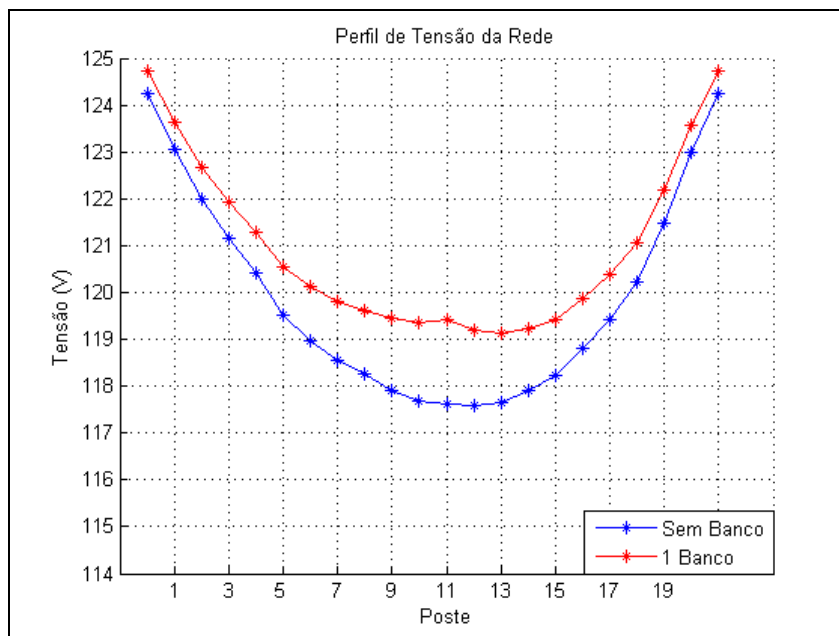


Figura 32: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.

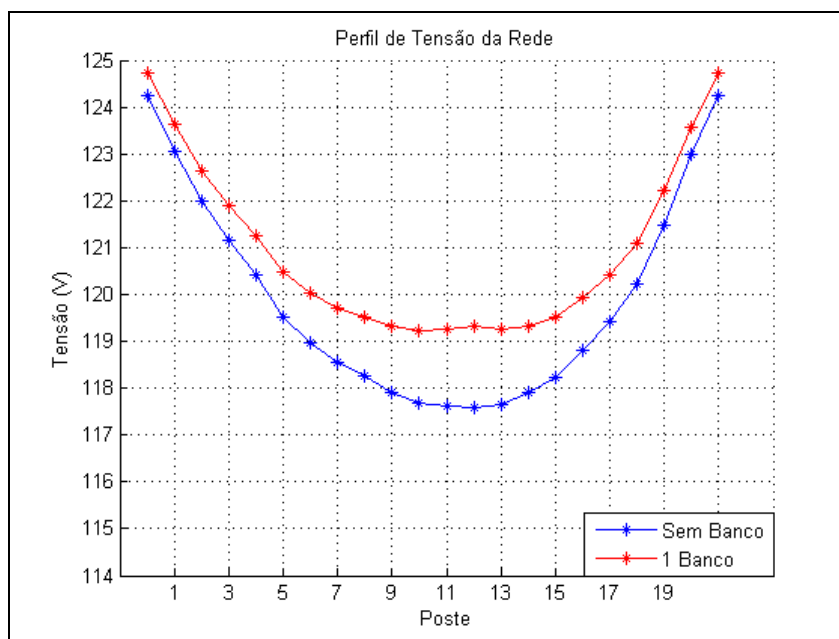


Figura 33: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 85% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.

Nesse caso, bastou a utilização de 1 banco de capacitores para atender aos valores requeridos. A tabela 17 mostra a comparação das tensões para esse carregamento com e sem o banco.

Tabela 17: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 20 postes com 85% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 12		Conexão no Poste 11	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	124,25	-----	124,72	-----	124,72	-----
1	123,06	123,06	123,62	123,62	123,63	123,63
2	122	122	122,65	122,65	122,68	122,67
3	121,14	121,14	121,88	121,88	121,92	121,91
4	120,4	120,4	121,24	121,23	121,29	121,28
5	119,52	119,52	120,48	120,47	120,55	120,54
6	118,98	118,98	120,04	120,02	120,12	120,1
7	118,55	118,55	119,72	119,7	119,81	119,79
8	118,25	118,25	119,52	119,48	119,62	119,58
9	117,92	117,92	119,32	119,29	119,44	119,42
10	117,68	117,68	119,21	119,19	119,35	119,33
11	117,62	117,62	119,26	119,23	119,41	119,39
12	117,6	117,6	119,33	119,35	119,19	119,21
13	117,66	117,66	119,26	119,28	119,14	119,16
14	117,9	117,9	119,33	119,35	119,23	119,24
15	118,23	118,23	119,5	119,52	119,42	119,43
16	118,82	118,82	119,93	119,94	119,86	119,87
17	119,43	119,44	120,43	120,44	120,37	120,38
18	120,22	120,22	121,09	121,1	121,05	121,06
19	121,49	121,49	122,22	122,22	122,19	122,19
20	123	123	123,57	123,57	123,56	123,56
Va	124,25	-----	124,72	-----	124,72	-----

O perfil de tensão da rede para o carregamento de 100% antes e após a conexão dos bancos está ilustrado nas figuras 34 e 35, onde se nota a necessidade de conectar 2 bancos à rede para que a tensão no poste de conexão fique com tensão acima do valor especificado (118,75 V).

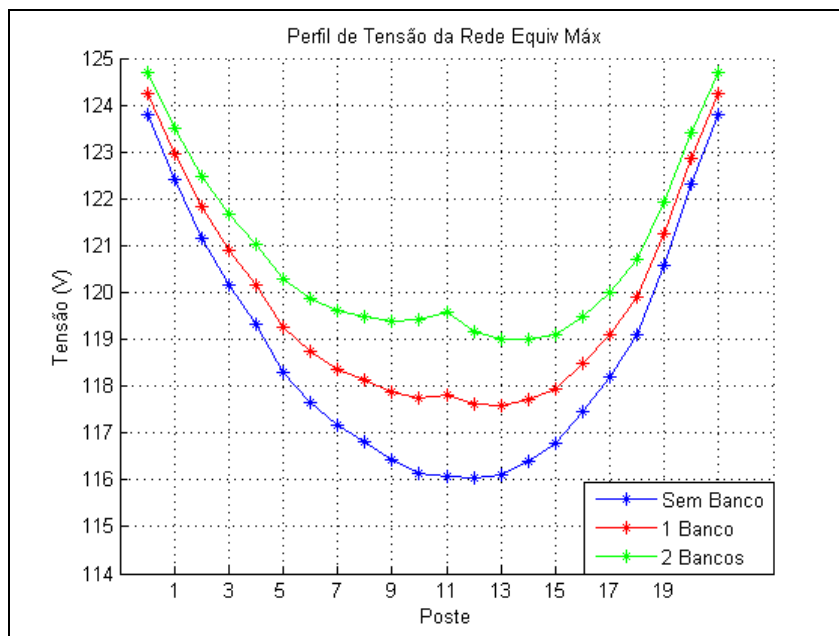


Figura 34: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.

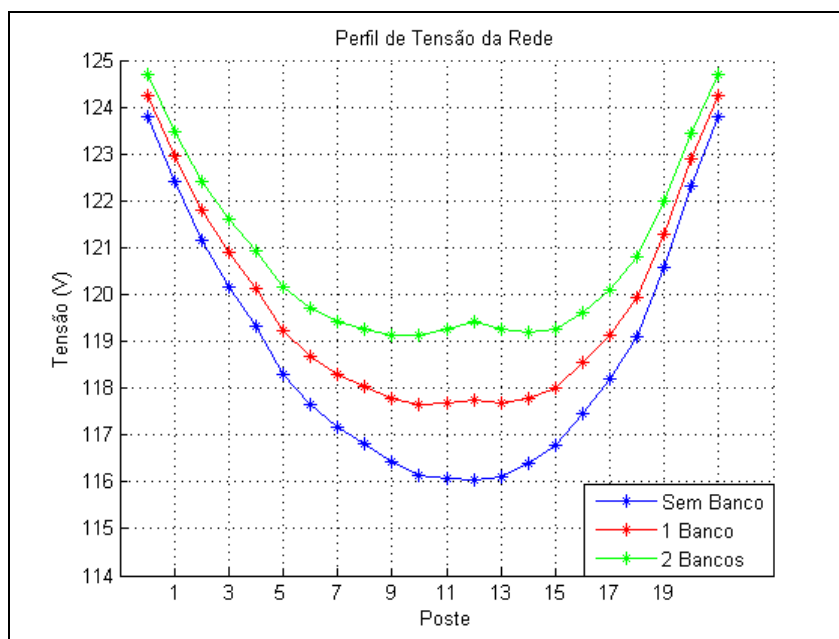


Figura 35: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.

Para o carregamento de 100%, a verificação das tensões calculadas com as obtidas pelo *Simulink*[®] está apresentada na tabela 18.

Tabela 18: Comparação com Simulink para conexão de 2 bancos à rede de 20 postes com 100% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 12		Conexão no Poste 11	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,79	-----	124,69	-----	124,69	-----
1	122,4	122,4	123,48	123,48	123,51	123,5
2	121,17	121,17	122,43	122,42	122,47	122,47
3	120,17	120,17	121,6	121,59	121,68	121,66
4	119,31	119,31	120,93	120,91	121,03	121,01
5	118,28	118,28	120,15	120,13	120,28	120,26
6	117,65	117,65	119,71	119,68	119,87	119,84
7	117,16	117,16	119,41	119,38	119,6	119,57
8	116,81	116,81	119,26	119,2	119,47	119,41
9	116,42	116,42	119,14	119,1	119,39	119,34
10	116,14	116,14	119,13	119,09	119,42	119,37
11	116,07	116,07	119,27	119,22	119,58	119,53
12	116,05	116,05	119,43	119,48	119,16	119,2
13	116,12	116,12	119,25	119,29	119	119,04
14	116,4	116,4	119,2	119,23	118,99	119,02
15	116,78	116,78	119,26	119,29	119,08	119,11
16	117,47	117,47	119,63	119,65	119,49	119,51
17	118,18	118,18	120,11	120,13	119,99	120,01
18	119,09	119,09	120,79	120,81	120,7	120,72
19	120,57	120,57	121,98	121,99	121,92	121,93
20	122,33	122,33	123,44	123,45	123,42	123,42
Va	123,79	-----	124,69	-----	124,69	-----

Para 115% de carregamento, os gráficos das tensões nos postes da rede estão ilustrados nas figuras 36 e 37, que mostram a necessidade de conectar os 3 bancos. A comparação dos valores das tensões em cada poste está apresentada na tabela 19.

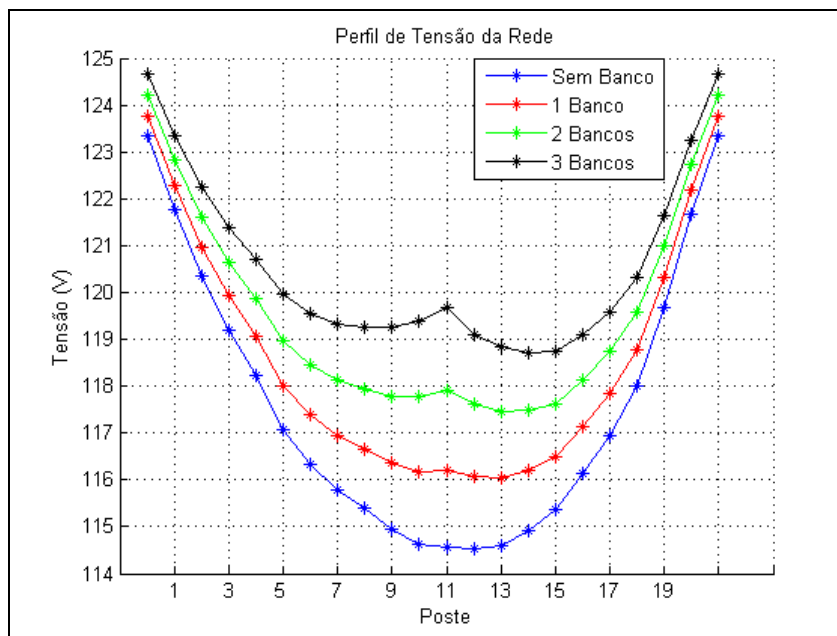


Figura 36: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 11.

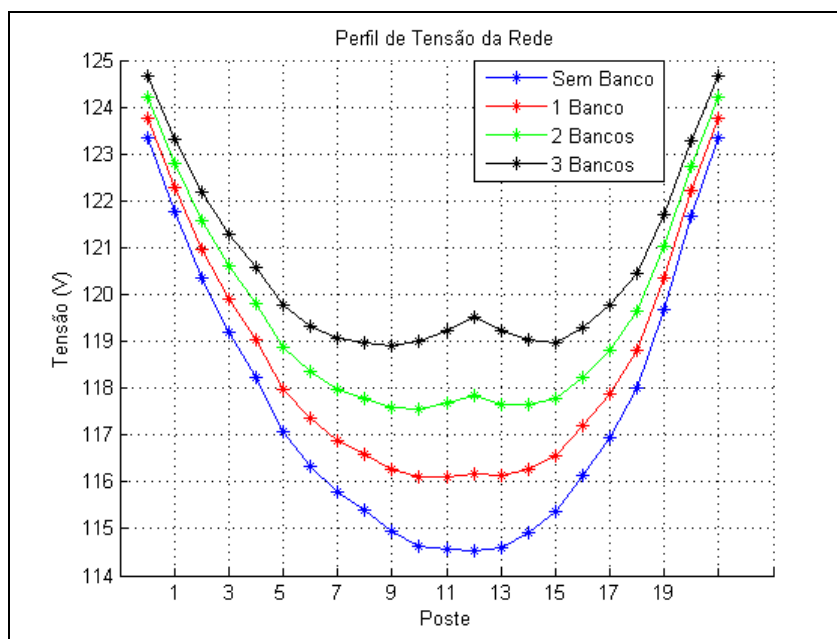


Figura 37: Perfil de tensão da rede de 20 postes com 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 12.

Tabela 19: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 20 postes com 115% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 12		Conexão no Poste 11	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,33	-----	124,65	-----	124,65	-----
1	121,75	121,75	123,32	123,32	123,36	123,36
2	120,35	120,35	122,17	122,16	122,24	122,23
3	119,21	119,21	121,29	121,28	121,39	121,38
4	118,23	118,23	120,58	120,56	120,72	120,71
5	117,06	117,06	119,77	119,75	119,96	119,94
6	116,35	116,35	119,33	119,3	119,56	119,54
7	115,79	115,79	119,06	119,03	119,32	119,3
8	115,39	115,39	118,95	118,88	119,26	119,18
9	114,95	114,95	118,9	118,86	119,26	119,22
10	114,63	114,63	118,99	118,94	119,4	119,37
11	114,55	114,55	119,22	119,17	119,67	119,64
12	114,53	114,53	119,52	119,56	119,11	119,15
13	114,61	114,61	119,21	119,25	118,85	118,88
14	114,92	114,92	119,03	119,06	118,72	118,75
15	115,37	115,37	118,98	119,01	118,73	118,75
16	116,15	116,15	119,29	119,32	119,09	119,11
17	116,95	116,95	119,76	119,78	119,6	119,61
18	117,99	117,99	120,46	120,48	120,33	120,35
19	119,67	119,67	121,72	121,73	121,64	121,64
20	121,67	121,67	123,29	123,3	123,26	123,26
Va	123,33	-----	124,65	-----	124,65	-----

É possível notar, portanto, o ganho de tensão resultante da inserção dos capacitores elevando as tensões ao nível apropriado para consumo.

4.1.4. Cabos Multiplexados

Quando se está considerando a análise com cabos multiplexados, a bitola correspondente a corrente calculada, de acordo com o Anexo 2, é a do tipo 8 da tabela 6 e, também, é utilizada em todos os trechos do circuito.

Apesar das particularidades de cada rede simulada, os resultados possuem características semelhantes e, de maneira geral, as conclusões são as mesmas. Dessa forma, são mostrados apenas os resultados de simulação para a rede de 15 postes, com as mesmas variações de carregamento já consideradas.

Para essa rede, assim como com a utilização dos cabos CA (condutores nus), o poste de menor tensão é o poste 8 e o de maior equivalente reativo dos cabos é o poste 9. A capacitância máxima calculada foi de 814,32 μF , resultando em três bancos de 274 μF .

A figura 38 apresenta o resultado para a rede com carregamento de 85%, onde não houve necessidade de inserção de bancos de capacitores, já que a menor tensão chegou a 119,88 Volts e todas as tensões da rede estão na faixa de classificação adequada ao consumo.

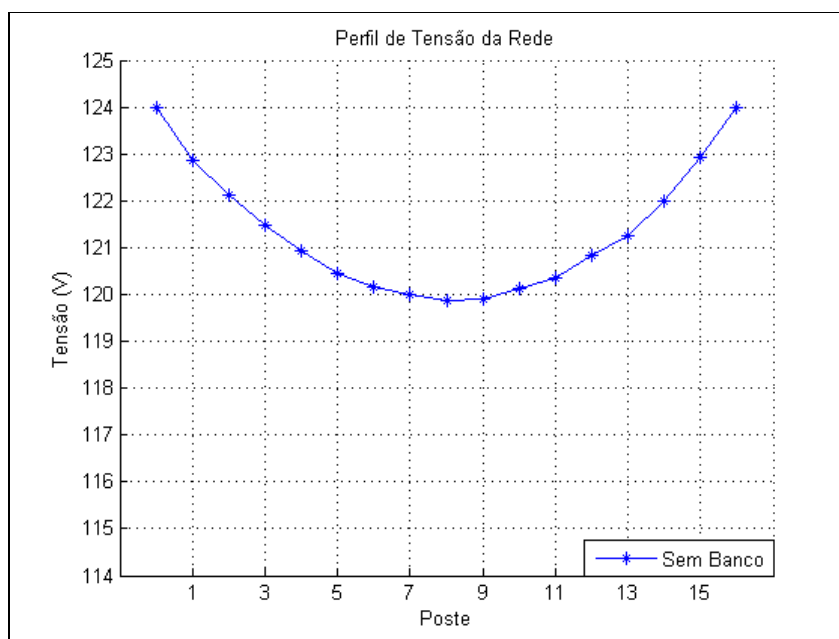


Figura 38: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados e 85% de carregamento.

A comparação dos resultados com o *Simulink*[®] é apresentada na tabela 20.

Tabela 20: Comparação com Simulink para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 85% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	124	-----	-----	-----	-----	-----
1	122,88	122,88	-----	-----	-----	-----
2	122,12	122,12	-----	-----	-----	-----
3	121,49	121,49	-----	-----	-----	-----
4	120,95	120,95	-----	-----	-----	-----
5	120,44	120,44	-----	-----	-----	-----
6	120,17	120,17	-----	-----	-----	-----
7	119,99	119,99	-----	-----	-----	-----
8	119,88	119,88	-----	-----	-----	-----
9	119,92	119,92	-----	-----	-----	-----
10	120,12	120,12	-----	-----	-----	-----
11	120,36	120,36	-----	-----	-----	-----
12	120,83	120,83	-----	-----	-----	-----
13	121,26	121,26	-----	-----	-----	-----
14	121,99	121,99	-----	-----	-----	-----
15	122,94	122,94	-----	-----	-----	-----
Va	124	-----	-----	-----	-----	-----

As figuras 39 e 40 apresentam os gráficos resultantes para o carregamento de 100%, onde houve a necessidade de conexão de apenas 1 banco de capacitores.

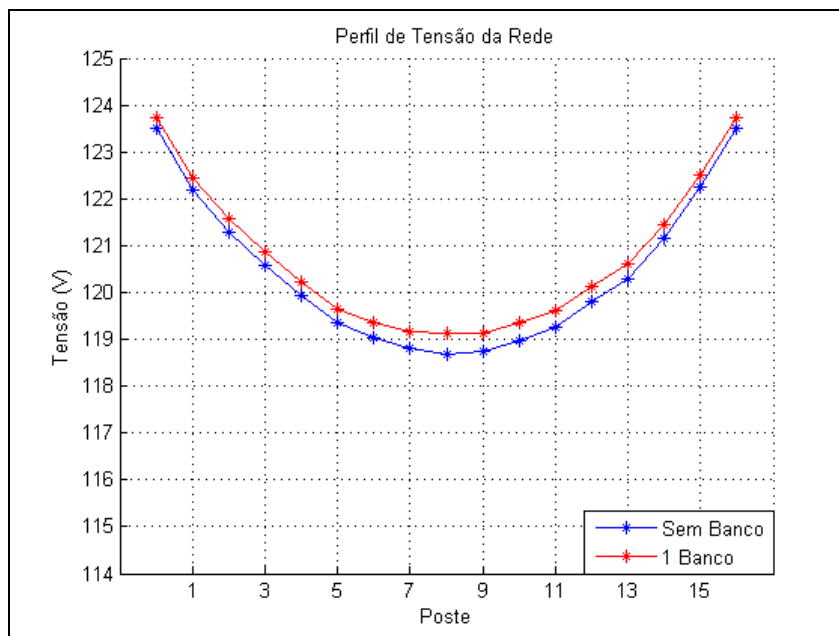


Figura 39: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

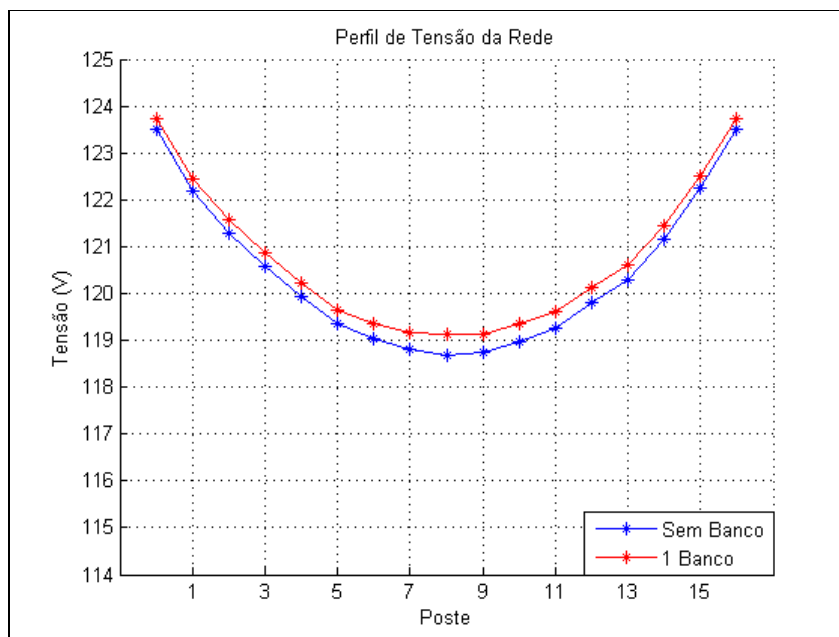


Figura 40: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 100% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.

A tabela 21 mostra a comparação com os valores obtidos em *Simulink*[®].

Tabela 21: Comparação com Simulink para conexão de 1 banco à rede de 15 postes com cabos multiplexados e 100% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123,49	-----	123,74	-----	123,74	-----
1	122,18	122,18	122,44	122,45	122,44	122,44
2	121,30	121,30	121,57	121,58	121,56	121,57
3	120,57	120,57	120,85	120,86	120,84	120,86
4	119,93	119,93	120,23	120,25	120,22	120,24
5	119,34	119,34	119,66	119,68	119,64	119,66
6	119,03	119,03	119,36	119,38	119,34	119,37
7	118,82	118,81	119,16	119,19	119,13	119,17
8	118,70	118,70	119,12	119,08	119,11	119,06
9	118,74	118,74	119,14	119,10	119,16	119,12
10	118,98	118,98	119,35	119,32	119,37	119,34
11	119,25	119,25	119,61	119,58	119,63	119,60
12	119,80	119,80	120,13	120,11	120,14	120,12
13	120,30	120,30	120,61	120,60	120,63	120,61
14	121,15	121,15	121,44	121,43	121,45	121,43
15	122,26	122,26	122,52	122,52	122,53	122,53
Va	123,49	-----	123,74	-----	123,74	-----

Os resultados para o carregamento de 115% são mostrados nas figuras 41 e 42, e a comparação com os resultados em ambiente *Simulink*[®] é apresentada na tabela 22.

Observa-se que, para esse carregamento, houve a necessidade de conexão dos três bancos para que os limites de tensão estabelecidos fossem atendidos.

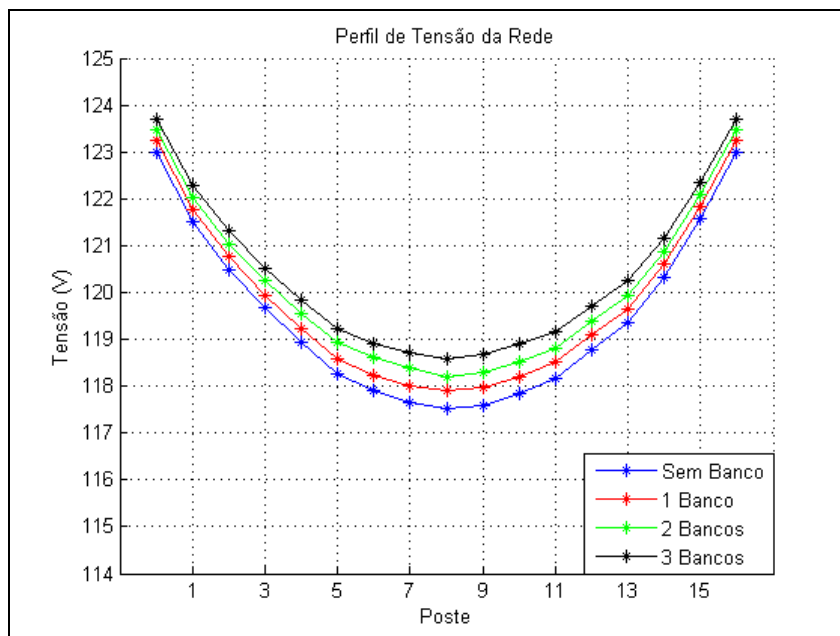


Figura 41: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 9.

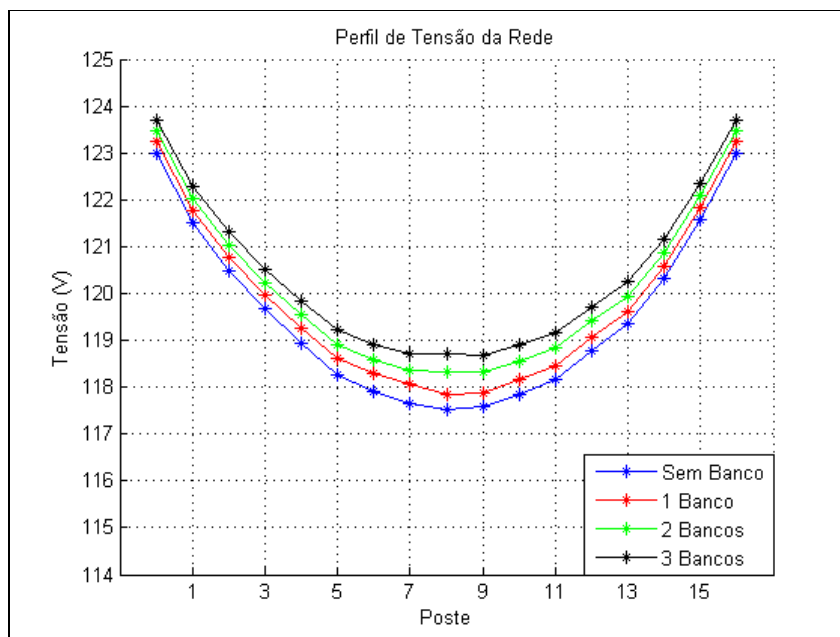


Figura 42: Perfil de tensão da rede de 15 postes com cabos multiplexados, 115% de carregamento e inserção de bancos no poste 8.

Tabela 22: Comparação com Simulink para conexão de 3 bancos à rede de 15 postes com cabos multiplexados e 115% de carregamento.

Poste	Tensão (V)					
	Sem Banco		Conexão no Poste 8		Conexão no Poste 9	
	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink	Script do Matlab	Simulink
Va	123	-----	123,71	-----	123,71	-----
1	121,5	121,50	122,27	122,28	122,27	122,27
2	120,49	120,49	121,3	121,31	121,31	121,3
3	119,66	119,66	120,51	120,53	120,52	120,51
4	118,94	118,94	119,83	119,85	119,84	119,82
5	118,27	118,27	119,22	119,25	119,22	119,21
6	117,91	117,91	118,91	118,94	118,92	118,89
7	117,66	117,66	118,71	118,75	118,72	118,69
8	117,53	117,53	118,71	118,66	118,57	118,6
9	117,57	117,57	118,69	118,65	118,68	118,71
10	117,85	117,85	118,9	118,86	118,89	118,92
11	118,16	118,16	119,16	119,13	119,16	119,18
12	118,78	118,78	119,72	119,69	119,72	119,73
13	119,35	119,35	120,25	120,23	120,24	120,26
14	120,32	120,32	121,15	121,14	121,15	121,26
15	121,59	121,59	122,36	122,35	122,36	122,36
Va	123	-----	123,71	-----	123,71	-----

Com a utilização dos cabos multiplexados, o valor da capacitância total resultou menor, se comparado com a calculada para os cabos CA. Devido ao valor reduzido da reatância dos cabos, a queda de tensão ao longo da rede também reduz e, como consequência, a tensão a ser compensada no cálculo da capacitância máxima diminui, o que resulta em bancos de capacitores menores.

Com bancos de capacitores menores, a compensação de tensão obtida com a conexão de cada um dos bancos é reduzida, e o ganho de tensão é pequeno (cerca menos de 1 Volt) se comparado ao ganho de tensão obtido na rede com a utilização dos cabos CA.

4.1.5. Comentários

Em todos os resultados apresentados, as comparações dos valores obtidos pelo método proposto com as simulações feitas no *Simulink*[®] revelam que o método de cálculo

desenvolvido é bastante preciso, principalmente antes da conexão dos capacitores, resultando em valores idênticos de tensão. Após a inserção dos bancos, os valores também ficaram bastante próximos, e alguns até idênticos. Na grande maioria dos postes a diferença máxima dos valores de tensão encontrados ficou menor ou igual a 0,039% (0,05 V), o que indica que os cálculos são corretos.

Observa-se também, em todas as simulações, que a tensão no poste de conexão fica um pouco mais elevada quando os bancos são conectados ao poste de maior equivalente reativo dos cabos, ao passo que, com a alocação dos bancos no poste de maior queda de tensão, o perfil de tensão se torna mais uniforme. Além disso, conforme esperado, no poste em que os bancos são conectados a tensão resulta sempre maior que o valor mínimo especificado pelo projetista de 118,75 V. Após a inserção de todos os bancos necessários, em nenhum poste a tensão resultante é menor que o valor mínimo especificado pela PRODIST que é de 116 V.

Essas características foram observadas em várias outras simulações realizadas para diferentes redes, o que permite dizer que os cálculos de alocação de bancos de capacitores em uma rede secundária em anel com o algoritmo proposto e implementado em *Matlab*[®], de maneira geral, serão suficientemente precisos.

Nota-se ainda, em algumas situações, que uma quantidade menor de capacitivos seria suficiente para elevar a tensão acima do mínimo previsto no PRODIST. Nestas situações, a escolha é apenas uma questão custo x benefício, levando-se em conta não só o perfil de tensão obtido, como também o risco de operar a rede muito próximo ao mínimo admissível.

4.2. Análise Harmônica

Devido aos resultados obtidos na análise para frequência fundamental, a avaliação dos harmônicos de tensão é feita apenas para a inserção dos bancos no poste de maior queda de tensão da rede. Dessa forma, para cada ordem harmônica considerada (3°, 5°, 7° e 11°), calcula-se, com a nova frequência, as impedâncias do sistema e o perfil de tensão da rede com e sem os bancos de capacitores, conforme descrito na seção 3.1.1.

Os resultados aqui apresentados mostram a elevação percentual dos harmônicos de tensão em cada poste, provocada pela inserção dos bancos nas redes utilizadas na seção anterior, para cada condição de carregamento (85%, 100% e 115%).

Sendo assim, a figura 43 apresenta o resultado para a rede de 15 postes com carregamento de 85%, onde foi utilizado um banco de 548 μF no poste 8.

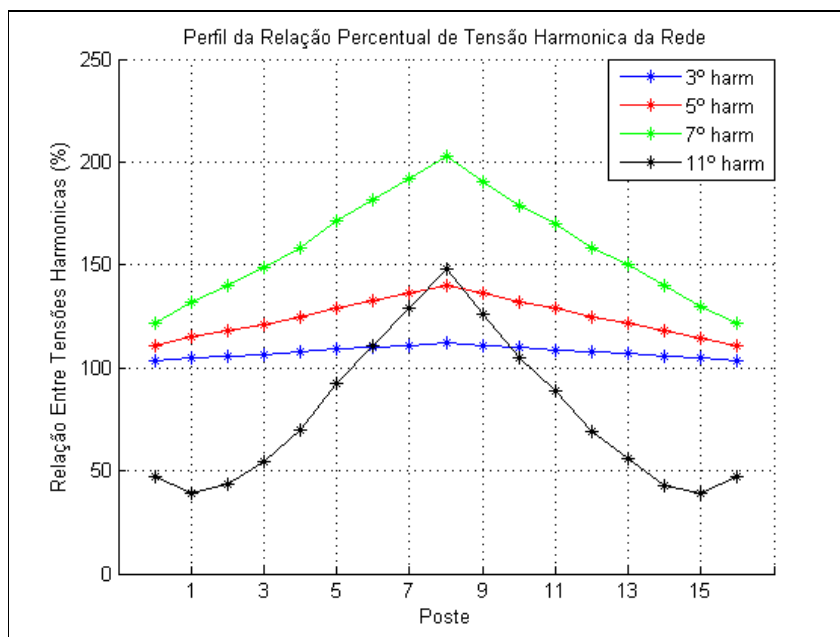


Figura 43: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com 85% de carregamento.

Observa-se que, de uma maneira geral, para todas as ordens harmônicas avaliadas, houve um aumento significativo das tensões harmônicas após a inserção do banco, chegando a 102,59% para o 7º harmônico no poste de conexão.

As figuras 44 e 45 apresentam os resultados para essa mesma rede com carregamento de 100% e 115% e utilização de dois e três bancos, respectivamente, conforme seção anterior.

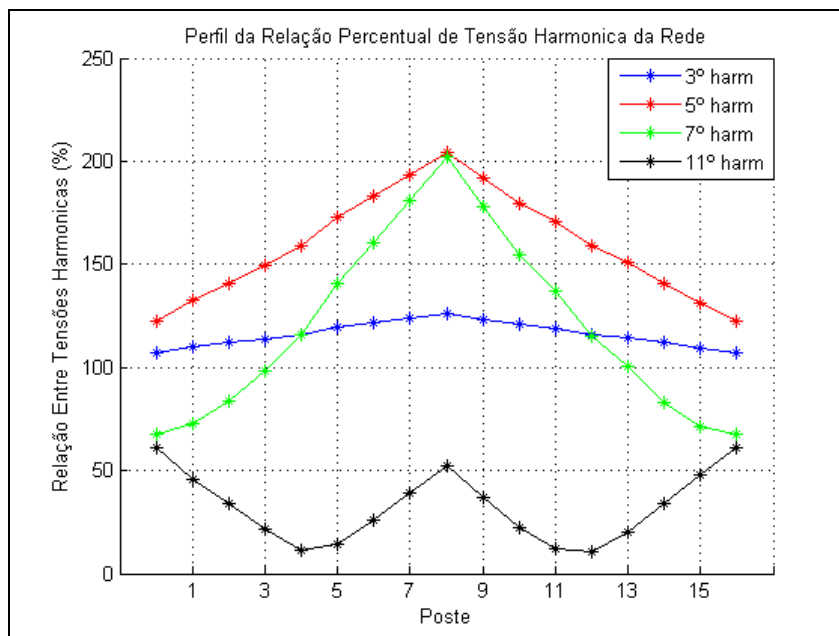


Figura 44: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com 100% de carregamento.

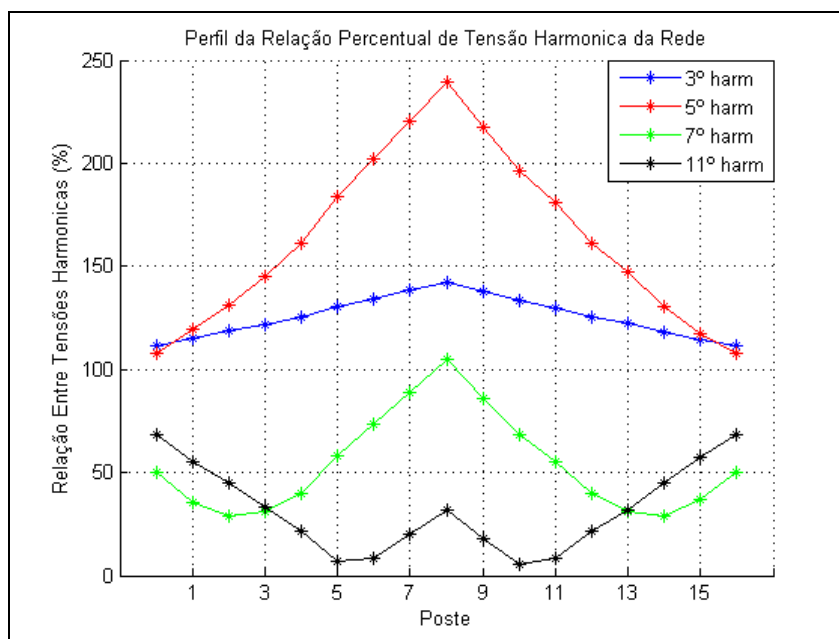


Figura 45: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes e 115% de carregamento.

Observa-se que, com o aumento do número de bancos, houve também um aumento nas tensões harmônicas de 3º e 5º ordens, ao passo que os harmônicos de 7º e 11º ordens diminuíram significativamente.

As figuras 46 a 48 apresentam os resultados para a rede de 18 postes de acordo com o carregamento e número de bancos inseridos no poste 10, conforme seção anterior.

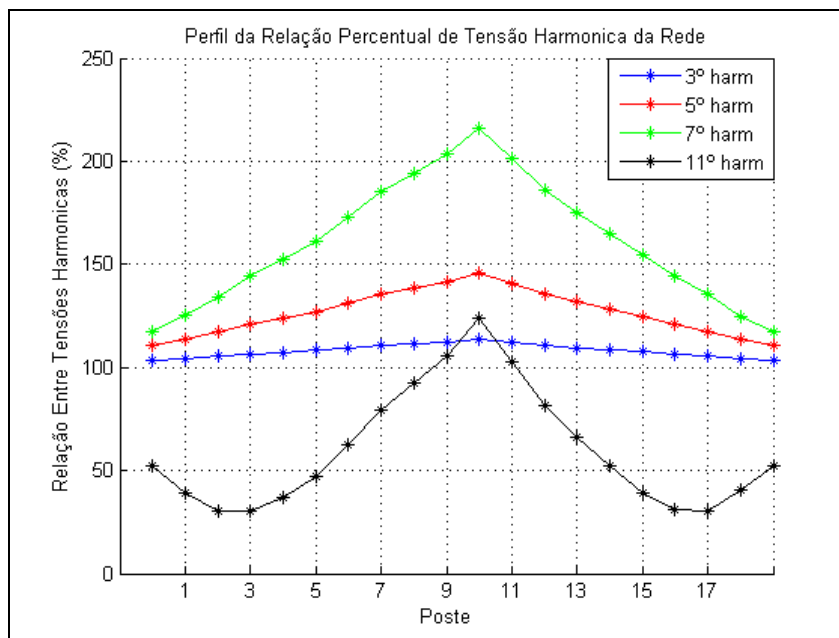


Figura 46: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 85% de carregamento.

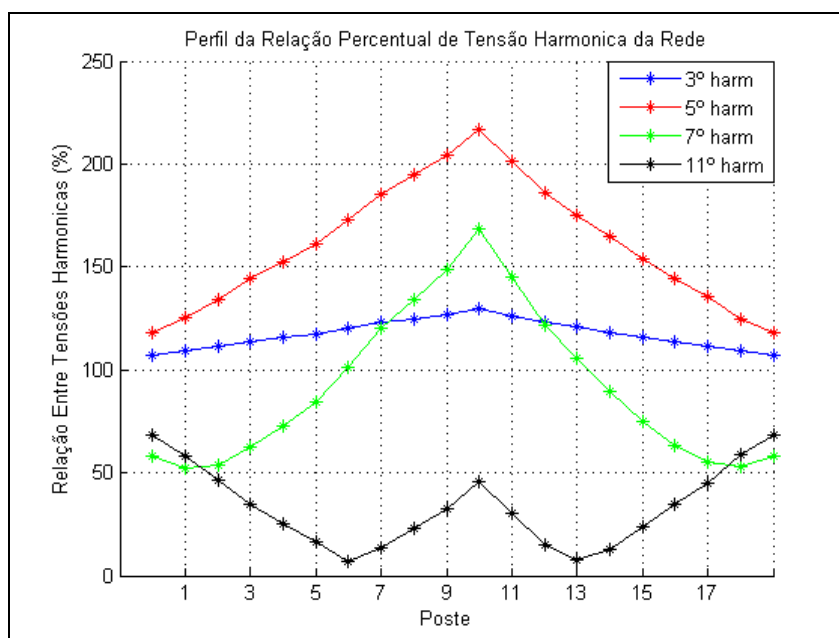


Figura 47: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 100% de carregamento.

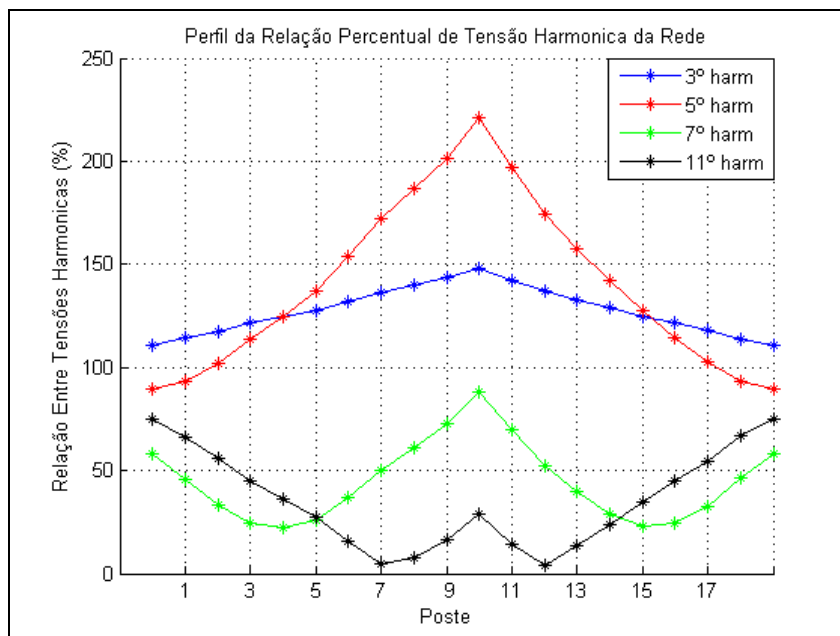


Figura 48: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 18 postes com 115% de carregamento.

Nota-se também um aumento dos harmônicos de 3º e 5º ordens e diminuição dos harmônicos de 7º e 11º ordens com o aumento do número de bancos. Para o carregamento de 100% houve um aumento de 116,85% no harmônico de 3º ordem e para o carregamento de 115% esse aumento chegou a 120,73%.

Os resultados da rede com 20 postes e alocação dos bancos no poste 12 são mostrados nas figuras 49 a 51 conforme o carregamento e o número de bancos vistos no capítulo anterior.

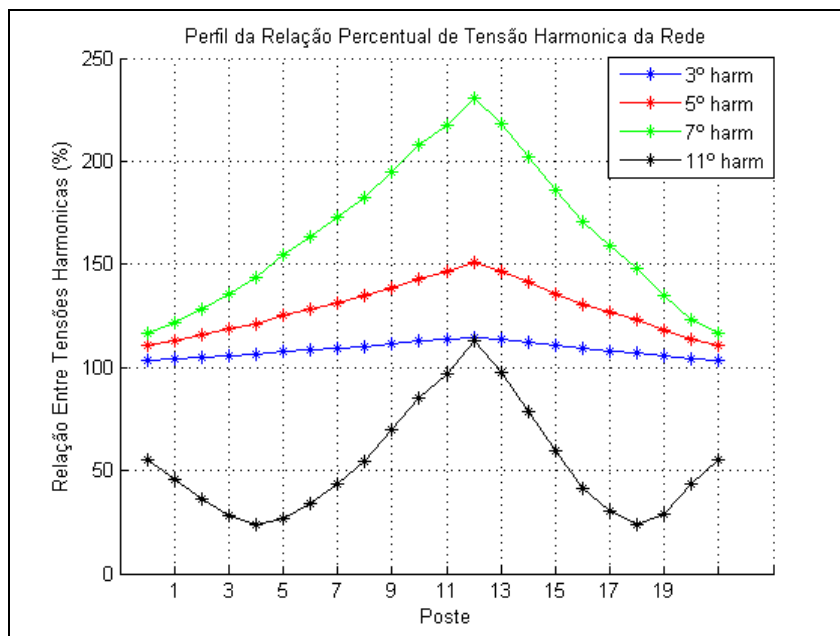


Figura 49: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 85% de carregamento.

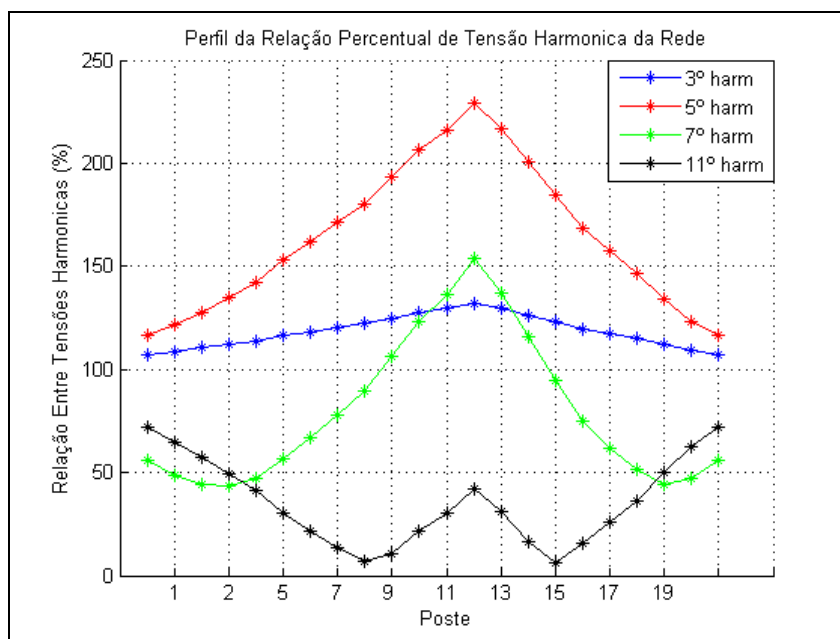


Figura 50: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 100% de carregamento.

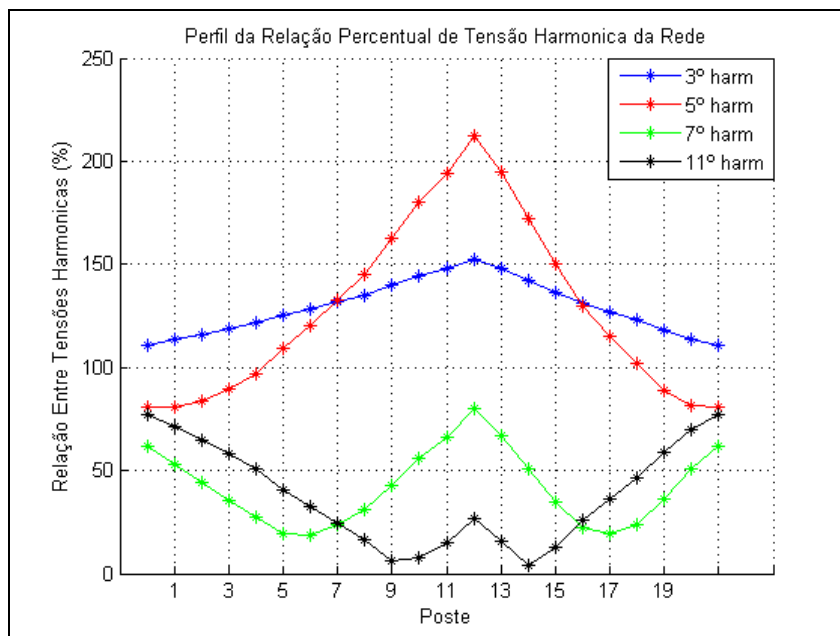


Figura 51: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 20 postes com 115% de carregamento.

Para a rede com 20 postes, da mesma forma que para as outras redes, os harmônicos de ordem 7 e 11 diminuíram, enquanto os harmônicos de ordem 3 aumentaram, na medida em que foi aumentado o número de bancos na rede, conforme o carregamento. Entretanto, para o carregamento de 115%, o aumento dos harmônicos de 5º ordem diminuiu, passando de 129,22%, com dois bancos, para 112,13%, com os três bancos.

4.2.1. Análise Harmônica com Cabos Multiplexados

Para a utilização de cabos multiplexados, assim como na frequência fundamental, a análise harmônica é feita apenas para a rede com 15 postes, onde as características dos resultados obtidos também são semelhantes às observadas para as demais simulações.

As figuras 52 e 53 apresentam, respectivamente, os gráficos para essa rede com carregamentos de 100%, onde foi conectado 1 banco de capacitores, e 115%, onde houve necessidade de conexão de 3 bancos de capacitores.

Os bancos são conectados no poste 8, poste de menor tensão, e possuem valor de 274 μF .

Para o carregamento de 85% não foi feita essa análise, já que não houve qualquer inserção de bancos.

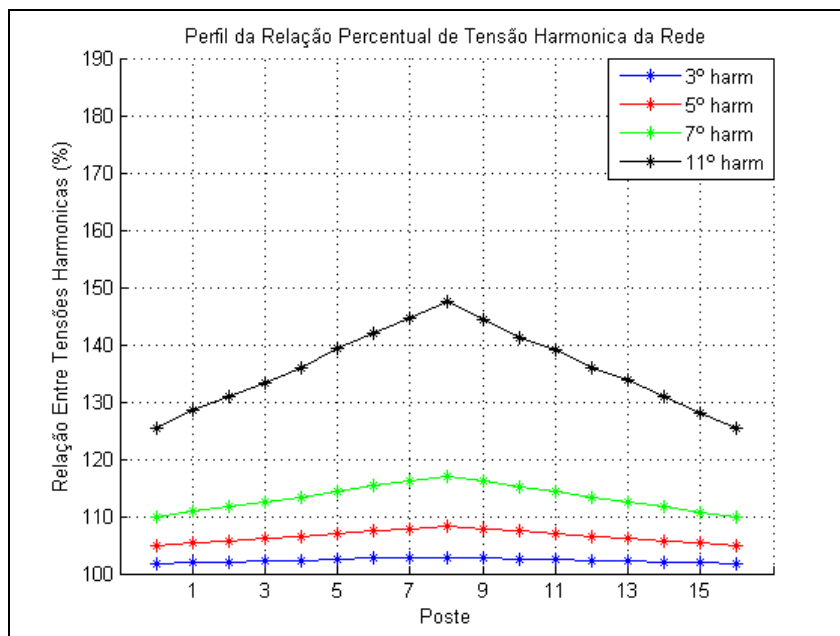


Figura 52: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 100% de carregamento.

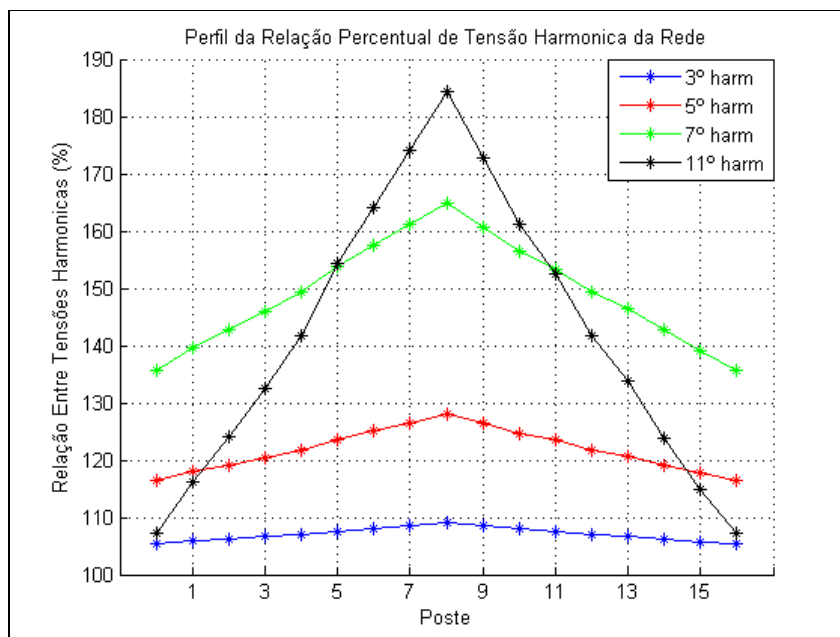


Figura 53: Relação percentual das tensões harmônicas para a rede de 15 postes com cabos multiplexados e 115% de carregamento.

Nesse caso, houve amplificação de harmônicos em todas as ordens avaliadas sendo que em ambos os carregamentos, a amplificação mais relevante ocorreu para os harmônicos de ordem 11.

Nota-se, portanto, que há um aumento significativo nos harmônicos avaliados após a conexão dos capacitores à rede. Conforme já visto, as distorções harmônicas pioram a qualidade da energia que é entregue aos consumidores e podem prejudicar o funcionamento da rede como um todo e equipamentos ligados a ela. Embora seja importante o conhecimento e controle dos harmônicos por parte das concessionárias, não foi objeto de estudo deste trabalho buscar meios de minimizar esse problema.

4.3. Comentários

Através de diversas simulações, onde apenas alguns casos foram aqui mostrados por questão de espaço e para evitar repetições, verificou-se que os cálculos de alocação de bancos de capacitores em uma rede secundária em anel com o algoritmo implementado em *Matlab*[®], de maneira geral, são suficientemente precisos. Também foi mostrado o efeito dos capacitores de correção de tensão fundamental na amplificação de possíveis harmônicos presentes na rede de alimentação, onde é possível, a partir da análise, definir o conteúdo harmônico individual máximo que a concessionária pode disponibilizar de forma a não ter nenhum valor inadmissível nos diversos postes da rede.

Capítulo 5: Conclusão

Este trabalho apresentou um método exato (sem simplificação) de cálculo das tensões numa rede de distribuição secundária em anel, com o objetivo de analisar o melhor local de inserção de bancos de capacitores para que a energia seja fornecida aos consumidores em níveis de tensão adequados.

Apresentou-se também o cálculo dos bancos de capacitores, o algoritmo proposto de alocação (localização e valor, conforme carregamento) e a análise dos resultados da simulação computacional, que mostram o perfil de tensão da rede antes e após a alocação dos bancos. Foram simuladas redes distintas e em diferentes situações de carregamento para avaliação do local mais apropriado de conexão dos capacitores.

A análise demonstra que a alocação em locais de maior queda de tensão torna o perfil da rede mais uniforme, o que indica ser o local mais apropriado para a inserção. Apesar de, no ponto de conexão, o ganho de tensão ser ligeiramente superior quando o banco capacitivo está alocado no poste de maior reatância equivalente, nos postes vizinhos resultam menores níveis de tensão, quando comparado ao se alocar o banco no ponto de maior queda de tensão.

Em todos os resultados de simulação, as condições de tensão requeridas foram atendidas, e os valores de tensão nos postes foram calculados com grande precisão, podendo-se considerar, portanto, os resultados bastante satisfatórios. Isso demonstra a viabilidade do método proposto para o cálculo de queda de tensão em uma rede anel, além da eficiência do uso de capacitores na correção de tensão.

Conforme constatado, não obstante o benefício proporcionado na melhoria do perfil de tensão da rede para a frequência fundamental, a utilização dos bancos de capacitores gera aumento significativo de harmônicos de tensão, principalmente os de 3º e 5º ordens, enquanto que os harmônicos de 7º e 11º ordens diminuem com a elevação do número de bancos inseridos, alcançando níveis adequados. Essas observações revelam que a inserção dos bancos pode amplificar distorções harmônicas que se propagam pela rede, podendo causar danos ao sistema e aos equipamentos ligados a ele.

Dessa forma, embora não tenha sido objetivo desse trabalho, o estudo de formas de mitigação desses harmônicos se mostra importante para uma adequada melhoria na qualidade da energia que é entregue aos consumidores finais.

Também se sugere, como continuidade deste trabalho a análise da sensibilidade harmônica a harmônicos de carga, muito comum atualmente com a grande quantidade de cargas não lineares (residenciais, comerciais e industriais) existentes.

Outro aspecto que sempre preocupa as concessionárias de energia e que merece análise é o comportamento das perdas de potência no circuito em anel quando se realiza compensação capacitiva para correção de tensão.

Referências Bibliográficas

- [1] LEÃO, R. P. S. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, 2008. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/Livro.htm>>. Acesso em: 30 mai. 2010, 20:30:00.
- [2] ELETROBRÁS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v.1).
- [3] SEGURA, S. S. et al. **Alocação de Capacitores Em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância**. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., 2009, Blumenau. Anais... Blumenau: FURB, 2009, p. 1-6.
- [4] PEREIRA JÚNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. **Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 6., 2006, Salvador. Anais... Salvador: UFBA, 2006, p. 1303-1308.
- [5] MACEDO JR, J. R.; CARNEIRO, J. R. V. **Reactive Compensation in Secondary Distribution Circuits**. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS INDUSCON, 8., 2008, Poços de Caldas. Anais... Poços de Caldas: IEEE-IAS, 2008, p. 1-6.
- [6] AZEREDO, G. F.; SARCINELLI, C. A.; SOUSA, G. C. D.; SIMONETTI, D. S. L. **Rotina para Inserção Controlada de Reativos por Fase para Controle de Tensão na Distribuição Secundária Radial**. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS INDUSCON, 8., 2008, Poços de Caldas. Anais... Poços de Caldas: IEEE-IAS, 2008, p. 1-7.
- [7] HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A.; GASPERIN, L. V.; BARRETO, L. S. **Modelo para Alocação de Bancos de Capacitores para Regulação de Tensão em Redes de Distribuição**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 7., 2008, Juiz de Fora. Anais... Juiz de Fora: UFJF, 2008, p. 1-6.
- [8] ROSSATO, J. **Estudo de Caso – Perdas de Energia Elétrica no Sistema de Distribuição**. 2006. 81f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Unijuí, 2006.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n. 395, de 15 de dezembro de 2009**. Brasil, 2009.
- [10] SCHNEIDER ELECTRIC. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão: Qualidade de Energia Harmônicas**. Workshop, 2003.
- [11] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1. Ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

- [12] FIGUEIREDO, F. M. **Disciplina ENE 167789 Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília, ENE/FT/UnB, 2006. Disponível em: <http://www.gsep.ene.unb.br/osem/fernando/Distribuicao/Apostila_Textos_Aulas/Apos_2006_29_08_06.pdf>. Acesso em: 30 mai. 2010, 21:00:00.
- [13] SARCINELLI, C. A. **Análise da Aplicação de Conexão em Paralelo de Capacitores em Circuitos Secundários de Baixa Tensão**. 2005. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2005.
- [14] ENERSUL. **Norma Técnica de Distribuição: Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, NOR-TDE-107**. Campo Grande – MS, 2003. Versão 1, 127 p.
- [15] CIPOLI, J. A. **Engenharia de Distribuição**. Ed. Qualitymark, Brasil, 1993.
- [16] AZEREDO, G. F. **Contribuição Para Inserção Controlada de Capacitores na Distribuição Secundária**. 2009. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009.
- [17] ELETROBRÁS. **Controle de Tensão de Sistemas de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, Brasil, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 5).
- [18] COSSI, Antonio M. **Planejamento de Circuitos Secundários de Distribuição Usando Algoritmo Evolutivo Especializado**. 2003. 65 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.
- [19] SIKACZ, M. A. **Rede Primária de Distribuição de Energia Elétrica, Procedimentos Para Certificação de Confiabilidade e Qualidade em Circuitos Alimentadores**. 2006. 102f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Unijuí, 2006.
- [20] MORENO, H. **Harmônicas nas Instalações Elétricas: Causa Efeitos e Soluções**. 1. Ed. São Paulo: Procobre, 2001.
- [21] LEÃO, R. P. S. **Capítulo 4 Distribuição de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/Distribuicao.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2011, 01:33:00.
- [22] PONCE, A. T.; DE BRITO, B.; SANTOS, E.; KUADA J. H.; DOMINGUES, A.; ZAMBENEDETTI V. C.; KLIMKOWSKI M.; BASSLER, M.; FRANÇA, J. A. **Operação em Tempo Integral de Alimentadores de Distribuição em Anel Fechado**. In: CONGRESSO LATINO AMERICANO DE DISTRIBUCION ELECTRICA CLADE, 2008, Mar Del Plata. Anais... Mar Del Plata: ADEERA, 2008, p. 1-10.
- [23] GOMES, H. J. **Estudos de Viabilidade das Redes de Distribuição Secundárias Compactas no Sistema Elétrico da CELG D**. 2010. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2010.

- [24] PIANTINI, A. et al. **Sobretensões e Sobrecorrentes em Redes de Baixa Tensão com Cabo Multiplexado Causadas Por Descargas Atmosféricas**. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2001/Trabalhos/Alex14.pdf>>. Acesso em: 28 jul. 2011, 16:56:00.

Apêndice A: *Script* do Matlab

A.1. quedav_realoc.m

```
%-----
%           CÁLCULO DO PERFIL DE TENSÃO DA REDE SECUNDÁRIA ANEL
%           ALOCAÇÃO DOS BANCOS NO POSTE DE MENOR TENSÃO
%-----
clc
dados = xlsread('planilha_de_dados_de_entrada');%lendo a planilha de dados
n_postes = dados(2,6);                        %número de postes da rede em anel
Vse = dados(3,6);                             %tensão nominal do sistema em volts
fp = dados(4,6);
freq = 60;
%-----
%-----Armazenando as Distancias Entre Postes-----
linha = 11;
L = [];
for i = 1:(n_postes + 1)
    L(i) = dados(linha,3);
    linha = linha + 1;
end
%-----
%-----Cálculo do Circuito T Equivalente do Trafo-----
vbase_2 = Vse;
vbase_1 = 13800/sqrt(3);
a = vbase_1/vbase_2;
pot_base = 75000/3;
Z_base_1 = vbase_1^2/pot_base;
Z_base_2 = vbase_2^2/pot_base;
r_prim_pu = 0.0076;
x_prim_pu = 0.016;
r_sec_pu = 0.0076;
x_sec_pu = 0.016;
r_prim = r_prim_pu*Z_base_1;
x_prim = x_prim_pu*Z_base_1;
r_sec = r_sec_pu*Z_base_2;
x_sec = x_sec_pu*Z_base_2;
r_prim_refl = r_prim/a^2;
x_prim_refl = x_prim/a^2;
r_trafo = r_prim_refl + r_sec;
x_trafo = x_prim_refl + x_sec;
%-----
z_trafo = complex(r_trafo,x_trafo);
%-----
%-----Cálculo da Impedância da Fonte-----
Rf = 1e-6;
Lf = 1e-6;
Xf = 2*pi*freq*Lf;
Zf = complex(Rf,Xf);
%-----
%-----Equivalente Fonte e Trafo-----
Zftrafo = Zf + z_trafo;
%-----
%-----Armazenando o tipo de cabo de cada trecho-----
linha = 11;
cabo_trecho = [];
```

```

coef_unit = [];
for i = 1:(n_postes + 1)
    cabo_trecho(i) = dados(linha,4);
    linha = linha + 1;
end
%-----
%-----Armazenando as Impedancias dos Cabos-----
res_cabo = [];
reat_cabo = [];
z_cabo = [];
for i = 1:n_postes+1
    if cabo_trecho(i) == 1
        linha = 4;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 2
        linha = 5;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 3
        linha = 6;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 4
        linha = 7;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 5
        linha = 8;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 6
        linha = 9;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    end
    z_cabo(i) = complex(res_cabo(i),reat_cabo(i));
end
%-----
%-----Cálculo do Banco de Capacitores-----
run calculo_banco % rotina que calcula a capacitancia total necessária
%-----
%-----Armazenando as Potencias Aparentes dos Postes-----
linha = 11;
S = []; % vetor de potencia aparente dos postes
Pot_trafo = dados(8,6); % potencia aparente do transformador
for i = 1:n_postes
    S(i) = dados(linha,5)*Pot_trafo;
    linha = linha + 1;
end
%-----
%-----Calculo das Resistencias, Reatancias e Impedancias em Cada Poste-----
res_poste = [];
reat_poste = [];
z_poste = [];
pot_ativa_poste = [];
pot_reat_poste = [];
for i = 1:n_postes
    pot_ativa_poste(i) = S(i)*fp;
    pot_reat_poste(i) = S(i)*sin(acos(fp));
    res_poste(i) = (Vse^2)/pot_ativa_poste(i);
end

```

```

        reat_poste(i) = complex(0, (Vse^2)/pot_reat_poste(i));
        z_poste(i) = (res_poste(i)*reat_poste(i))/(res_poste(i)+reat_poste(i));
    end
    %-----
    %-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
    S_x = [];
    S_y = [];
    pot_ativa_x = [];
    pot_ativa_y = [];
    pot_reat_x = [];
    pot_reat_y = [];
    z_x = [];
    z_y = [];
    zeq_x = [];
    zeq_y = [];
    zeq_num = [];
    zeq_den = [];
    Va = [];
    I_trecho = [];
    I_poste = [];
    V_poste = [];
    I_x = [];
    I_y = [];
    V_x = [];
    V_y = [];
    n = 0;
    variavel_3 = 0;

    incremento = (0.1/100):(0.03/100):(99.9/100);
    tamanho_vetor = length(incremento);

    for i = 1:n_postes
        S_x(i,:) = incremento*S(i);
        S_y(i,:) = S(i) - S_x(i,:);
    end

    pot_ativa_x = S_x*fp;
    pot_ativa_y = S_y*fp;

    pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp));
    pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp));

    res_x = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
    res_y = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

    reat_x =
    complex(0, ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
    reat_y =
    complex(0, ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

    z_x = (res_x.*reat_x)./(res_x + reat_x);
    z_y = (res_y.*reat_y)./(res_y + reat_y);

    %-----Calculo de Va-----
    for n = 1:1:n_postes
        if n == 1
            zeq_x(n,:) = z_cabo(n) + z_x(n,:);
        else
            for i = n:-1:1
                if i > 1
                    if i == n

```

```

zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + z_x(n,:);
zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
    else
        zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
        zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
    end
    else
        zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
    end
end
end
end

for n = 1:1:n_postes
    if n == n_postes
        zeq_y(n,:) = z_cabo(n+1) + z_y(n,:);
    else
        for i = n:n_postes
            if i < n_postes
                if i == n
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + z_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                else
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                end
            else
                zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
            end
        end
    end
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;

%-----Calculo de Vx-----
for n = 1:n_postes
    if n == 1
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        for i = 1:(n-1)
            if i == 1
                I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
                V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
                I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
                V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
                V_x(n,:) = V_poste(n,:);
                I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
            else
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
                I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
            end
        end
    end
end

```

```

        V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    end
end
end
end
%-----Calculo de Vy-----
for n = n_postes:-1:1
    if n == n_postes
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        V_y(n,:) = V_poste(n,:);
        I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        for i = n_postes:-1:(n+1)
            I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
            I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
            V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
            V_y(n,:) = V_poste(n,:);
            I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
        end
    end
end
end
%-----Armazenando as Tensões-----
run armazenar_tensoes
%-----
cont_2 = 1; % variável auxiliar
vetor_tensao_REAL = [];
vetor_tensao_ponto_REAL = [];
vetor_tensao_ponto_REAL_exato = [];
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
    vetor_tensao_ponto_REAL_exato(cont_2,ha) = (tensao_ponto(1,ha));
end
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha
        posicao_cap = poste_tensao_minima;
        tensao_minima = min(abs(tensao_poste))
    end
end
conta = 0; % variavel auxiliar
bancos = 0; % mostra o n° de bancos inseridos;
cont = 1; % variável auxiliar
aux_7 = 1; % variável auxiliar
if (abs(tensao_poste(posicao_cap)) <= Vse*0.935)
    while aux_7 == 1;
        conta = conta + 1;
        bancos = conta;
        %-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
        run carga_poste_com_banco_realoc
        %---Cálculo das Tensoes de Abertura com Banco de Capacitores---
        run calculo_com_banco_realoc
        %-----Armazenando das Novas Tensões-----
    end
end

```

```

run armazenar_tensoes_cap_realoc
%-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
for ha = 1:n_postes
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha;
        tensao_minima = min(abs(tensao_poste));
    end
end
cont_2 = cont_2 + 1;
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
end
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
    vetor_tensao_ponto_REAL_exato(cont_2,ha) =
(tensao_ponto(1,ha));
end
if (abs(tensao_poste(posicao_cap)) > Vse*0.935)
    aux_7 = 0;
elseif bancos >= 3
    aux_7 = 0;
    bancos
end
end
end
aux_8 = cont_2;
for cont = (aux_8-1):3
    if Banco_cap*cont < C_total
        if (min(abs(tensao_poste)) <= 116)
            bancos = bancos + 1;
            conta = conta + 1;
            %-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
            run carga_poste_com_banco_realoc
            %---Cálculo das Tensoes de Abertura com Banco de Capacitores---
            run calculo_com_banco_realoc
            %-----Armazenando das Novas Tensões-----
            run armazenar_tensoes_cap_realoc
            %-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
            for ha = 1:n_postes
                if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
                    poste_tensao_minima = ha;
                    tensao_minima = min(abs(tensao_poste));
                end
            end
            cont_2 = cont_2 + 1;
            for ha = 1:n_postes
                vetor_tensao_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
            end
            for ha = 1:(n_postes+2)
                vetor_tensao_ponto_REAL(cont_2,ha) =
abs(tensao_ponto(1,ha));
                vetor_tensao_ponto_REAL_exato(cont_2,ha) =
(tensao_ponto(1,ha));
            end
        end
    else
        if (min(abs(tensao_poste)) <= 116)
            bancos = bancos + 1;
            conta = conta + 1;
            %-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
            run carga_poste_com_banco_realoc

```



```

%---Cálculo das Tensões de Abertura com Banco de Capacitores---
run calculo_com_banco_realoc
%-----Armazenando das Novas Tensões-----
run armazen_tensoes_cap_realoc
%-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
for ha = 1:n_postes
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha;
        tensao_minima = min(abs(tensao_poste));
    end
end
cont_2 = cont_2 + 1;
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao_REAL(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
end
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto_REAL(cont_2,ha) =
abs(tensao_ponto(1,ha));
    vetor_tensao_ponto_REAL_exato(cont_2,ha) =
(tensao_ponto(1,ha));
end
end
end
end

run grafico_realoc

```

A.2. calculo_banco.m

```

fp_ele = 0.8;
%-----Armazenando as Potencias Aparentes dos Postes-----
linha = 11;
S = [];
Pot_trafo_max = dados(5,6)*1.15;
for i = 1:n_postes
    S(i) = dados(linha,5)*Pot_trafo_max;
    linha = linha + 1;
end
%-----Calculo das Resistencias, Reatancias e Impedancias em Cada Poste-----
res_poste = [];
reat_poste = [];
z_poste = [];
pot_ativa_poste = [];
pot_reat_poste = [];
for i = 1:n_postes
    pot_ativa_poste(i) = S(i)*fp_ele;
    pot_reat_poste(i) = S(i)*sin(acos(fp_ele));
    res_poste(i) = (Vse^2)/pot_ativa_poste(i);
    reat_poste(i) = complex(0, (Vse^2)/pot_reat_poste(i));
    z_poste(i) =
(res_poste(i)*reat_poste(i))/(res_poste(i)+reat_poste(i));
end
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];

```

```

pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
Va = [];
I_trecho = [];
I_poste = [];
V_poste = [];
I_x = [];
I_y = [];
V_x = [];
V_y = [];
n = 0;
variavel_3 = 0;

incremento = (0.1/100):(0.03/100):(99.9/100);
tamanho_vetor = length(incremento);

for i = 1:n_postes
    S_x(i,:) = incremento*S(i);
    S_y(i,:) = S(i) - S_x(i,:);
end

    pot_ativa_x = S_x*fp_ele;
    pot_ativa_y = S_y*fp_ele;

    pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp_ele));
    pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp_ele));

    res_x = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
    res_y = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

    reat_x =
complex(0,((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
    reat_y =
complex(0,((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

    z_x = (res_x.*reat_x)./(res_x + reat_x);
    z_y = (res_y.*reat_y)./(res_y + reat_y);

%-----Calculo de Va-----
for n = 1:1:n_postes
    if n == 1
        zeq_x(n,:) = z_cabo(n) + z_x(n,:);
    else
        for i = n:-1:1
            if i > 1
                if i == n
                    zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + z_x(n,:);
                    zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
                else
                    zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
                    zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
                end
            else

```

```

        zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
    end
end
end

for n = 1:1:n_postes
    if n == n_postes
        zeq_y(n,:) = z_cabo(n+1) + z_y(n,:);
    else
        for i = n:n_postes
            if i < n_postes
                if i == n
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + z_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                else
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                end
            else
                zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
            end
        end
    end
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;

%-----Calculo de Vx-----
for n = 1:n_postes
    if n == 1
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        for i = 1:(n-1)
            if i == 1
                I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
                V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
                I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
                V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
                V_x(n,:) = V_poste(n,:);
                I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
            else
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
                I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
                V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
                V_x(n,:) = V_poste(n,:);
                I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
            end
        end
    end
end

%-----Calculo de Vy-----
for n = n_postes:-1:1

```

```

    if n == n_postes
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        V_y(n,:) = V_poste(n,:);
        I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        for i = n_postes:-1:(n+1)
            I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
            I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
            V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
            V_y(n,:) = V_poste(n,:);
            I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
        end
    end
end
end

%-----
%-----Encontrando o Poste de Maior Queda de Tensão-----
dif = [];
menores = [];
menor = 0;
dif = abs(abs(V_x) - abs(V_y)); %
menores = min(dif);             % Encontra a diferença mínima de V_x e V_y
menor = min(menores);           %

poste_de_abertura = 0;
posicao_vetor = 0;
for n = 1:n_postes
    for variavel_3 = 1:length(z_y)
        if dif(n,variavel_3) == menor
            poste_de_abertura = n;
            posicao_vetor = variavel_3;
        end
    end
end
poste_de_abertura
posicao_vetor;
tensao_sent_horario = abs(V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor));
tensao_sent_anti_horario = abs(V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor));
%-----
%-----Armazenando as Tensões-----
tensao_poste = [];
corr_poste = [];
corr_trecho = [];
tensao_ponto = [];
n = poste_de_abertura + 1;

for i = poste_de_abertura:-1:1
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor)/(z_x(poste_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n - 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i+1) + corr_trecho(i+1).*z_cabo(i+1);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
    end
end

```

```

        corr_trecho(i) = corr_poste(i) + corr_trecho(i+1);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
    n = n - 1;
    tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);

    n = poste_de_abertura + 1;
for i = poste_de_abertura:n_postes
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor)/(z_y(poste_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n + 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i-1) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i) + corr_trecho(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
    n = n + 1;
    tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);
%-----
%-----Calculando a Queda no Trafo-----
corr_total = abs(corr_trecho(1) + corr_trecho(n_postes+1));
queda_trafo = abs(z_trafo*corr_total)*100/Vse;
%-----
%----Cálculo da Reatancia Equivalente dos Cabos Até o Poste de Abertura----
n = poste_de_abertura;
soma_reat_cabo_x = 0;    %Soma das reatancias pelo sentido horário
soma_reat_cabo_y = 0;    %Soma das reatancias pelo sentido anti-horário
eq_soma_reat_cabos = 0;
for i = 1:n
    soma_reat_cabo_x = soma_reat_cabo_x + reat_cabo(i);
end
for i = (n+1):(n_postes+1)
    soma_reat_cabo_y = soma_reat_cabo_y + reat_cabo(i);
end
eq_soma_reat_cabos =
(soma_reat_cabo_x*soma_reat_cabo_y)/(soma_reat_cabo_x+soma_reat_cabo_y);
%Reatancia equivalente
%-----
%-----Cálculo das Reatancias Equivalente dos Cabos-----
n = 0;
equiv_ret_cabos = [];
for n = 1:n_postes
    if n == 1    %Até o poste 1
        soma_reat_cabo_x = 0;    %Soma das reatancias pelo sentido horário
        soma_reat_cabo_y = 0;    %Soma das reatancias pelo sentido anti-
horário
        soma_reat_cabo_x = reat_cabo(n);
        for i = (n+1):(n_postes+1)
            soma_reat_cabo_y = soma_reat_cabo_y + reat_cabo(i);
        end
        equiv_ret_cabos(n) =
(soma_reat_cabo_x*soma_reat_cabo_y)/(soma_reat_cabo_x+soma_reat_cabo_y);
%Reat. Equivalente

```

```

else      %Do poste 1 em diante
    soma_reat_cabo_x = 0;
    soma_reat_cabo_y = 0;
    for i = 1:n
        soma_reat_cabo_x = soma_reat_cabo_x + reat_cabo(i);
    end
    for i = (n+1):(n_postes+1)
        soma_reat_cabo_y = soma_reat_cabo_y + reat_cabo(i);
    end
    equiv_ret_cabos(n) =
(soma_reat_cabo_x*soma_reat_cabo_y)/(soma_reat_cabo_x+soma_reat_cabo_y);
%Reat. Equivalente
    end
end
%-----
%-----Encontrando o Ponto de Equivalencia Máxima-----
maior = 0;
poste_eq_max = 0;
maior = max(equiv_ret_cabos);
for i = 1:n_postes
    if maior == equiv_ret_cabos(i)
        poste_eq_max = i
    end
end
%-----
%-----Cálculo da Capacitancia Máxima-----
deltaV = 0;
Cmax = 0;
deltaV_comp = 0;
cont = 1;
C_base = 137e-6;
deltaV = 100-((tensao_sent_horario/Vse)*100);
if tensao_sent_horario <= Vse*0.935
    deltaV_comp = (Vse*0.935 - tensao_sent_horario)/Vse*100;
    Cmax =
(1000*(deltaV_comp)*10*(Vse/1000)^2)/(2*pi*60*(equiv_ret_cabos(poste_eq_max)
)+imag(Zftrafo))*Vse^2);
    %-----Cálculo do N° de Capacitores Referente à Cmax-----
    n_cap = 0;
    Banco_cap = 0;
    C_total = 0;
    n_cap = ceil(Cmax/C_base);
    Banco_cap = ceil(n_cap/3)*137;
    C_total = Banco_cap*3;
end
tensao_ninima = 0;
poste_tensao_minima = 0;
vetor_tensao = [];
posicao_cap = 0;
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao(cont,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha;
        posicao_cap = poste_tensao_minima;
        tensao_ninima = min(abs(tensao_poste));
    end
end
end

```

A.3. armaz_tensoes.m

```
%-----
%-----Encontrando o Poste de Maior Queda de Tensão-----
dif = [];
menores = [];
menor = 0;
dif = abs(abs(V_x) - abs(V_y)); %
menores = min(dif);           % Encontra a diferença mínima de V_x e V_y
menor = min(menores);         %

poste_de_abertura = 0;
posicao_vetor = 0;
for n = 1:n_postes
    for variavel_3 = 1:length(z_y)
        if dif(n,variavel_3) == menor
            poste_de_abertura = n;
            posicao_vetor = variavel_3;
        end
    end
end
poste_de_abertura
posicao_vetor
tensao_sent_horario = abs(V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor))
tensao_sent_anti_horario = abs(V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor))
%-----
%-----Armazenando as Tensões-----
tensao_poste = [];
corr_poste = [];
corr_trecho = [];
tensao_ponto = [];
n = poste_de_abertura + 1;

for i = poste_de_abertura:-1:1
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_x(poste_de_abertura,posicao_vetor)/(z_x(poste_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n - 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i+1) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i) = corr_poste(i) + corr_trecho(i+1);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
n = n - 1;
tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);
n = poste_de_abertura + 1;
for i = poste_de_abertura:n_postes
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_y(poste_de_abertura,posicao_vetor)/(z_y(poste_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
```

```

        n = n + 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i-1) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i) + corr_trecho(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
        n = n + 1;
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);

```

A.4. carga_poste_com_banco_realoc.m

```

%-----
%-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
xcap = 0;
res_poste_inser = 0;
reat_poste_inser = 0;
z_poste_inesr = 0;
reat_cap = 0;
S_cap = 0;
conta;
if conta == 3
    xcap = -1/(2*pi*frequ*(Banco_cap*(conta))/1000000);
else
    xcap = -1/(2*pi*frequ*(Banco_cap*(conta))/1000000);
end
    reat_cap = complex(0,xcap);
    S_cap = (Vse^2)/imag(reat_cap);

    reat_poste(posicao_cap) =
complex(0, (Vse^2)/pot_reat_poste(posicao_cap));

    reat_poste_inser =
(reat_poste(posicao_cap)*reat_cap)/(reat_poste(posicao_cap)+reat_cap);

    res_poste_inser = (Vse^2)/pot_ativa_poste(posicao_cap);
    z_poste_inesr =
(res_poste_inser*reat_poste_inser)/(res_poste_inser+reat_poste_inser);

    z_poste(posicao_cap) = z_poste_inesr;

```

A.5. calculo_com_banco_realoc.m

```

%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
n = 0;
V_x = [];
V_y = [];
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
S_cap_x = [];
S_cap_y = [];
tamanho_vetor_cap = 0;
tamanho_vetor = 0;

```



```

reat_cap_x = [];
reat_cap_y = [];
res_x = [];
res_y = [];
aux_4 = [];
aux_5 = [];
reat_x = [];
reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
Va = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
I_trecho = [];
V_poste = [];
I_poste = [];
ponto = 1;
%-----
%-----Calculo das Impedancias z_x e z_y-----
incremento_cap = (0.5/100:0.5/100:99.5/100);
incremento = (0.1/100):(0.05/100):(99.9/100);

S_x = incremento.*S(posicao_cap);
S_y = S(posicao_cap) - S_x;

pot_ativa_x = S_x*fp;
pot_ativa_y = S_y*fp;

pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp));
pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp));

S_cap_x = incremento_cap.*S_cap;
S_cap_y = S_cap - S_cap_x;

tamanho_vetor_cap = length(S_cap_x);
tamanho_vetor = length(S_x);

reat_cap_x = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./S_cap_x);
reat_cap_y = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./S_cap_y);

res_x = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
res_y = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

aux_4 = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
aux_5 = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

for i = 1:length(reat_cap_x)
    reat_x(i,:) = (aux_4(1,:).*reat_cap_x(1,i))./(aux_4(1,:) +
    reat_cap_x(1,i));
    reat_y(i,:) = (aux_5(1,:).*reat_cap_y(1,i))./(aux_5(1,:) +
    reat_cap_y(1,i));

    z_x(i,:) = (res_x(1,:).*reat_x(i,:))./(res_x(1,:) + reat_x(i,:));
    z_y(i,:) = (res_y(1,:).*reat_y(i,:))./(res_y(1,:) + reat_y(i,:));
end
%-----
%-----Calculo de Va-----
n = posicao_cap;
zeq_x = z_cabo(n) + z_x;

```

```

if posicao_cap > 1
    for n = (posicao_cap-1):-1:1
        zeq_x = (zeq_x.*z_poste(n))./(zeq_x + z_poste(n));
        zeq_x = z_cabo(n) + zeq_x;
    end
end

n = posicao_cap + 1;
zeq_y = z_cabo(n) + z_y;
while n <= n_postes
    zeq_y = (zeq_y.*z_poste(n))./(zeq_y + z_poste(n));
    zeq_y = z_cabo(n+1) + zeq_y;
    n = n + 1;
end

```

```

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;

```

```

%-----
%-----Calculo de V_x-----

```

```

n = 1;
if n == posicao_cap
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
else
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n <= posicao_cap
        n = n + 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
            V_x = V_poste;
            I_x = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
            I_poste = V_poste./z_poste(n);
        end
    end
end

```

```

end
%-----
%-----Calculo de V_y-----

```

```

i = posicao_cap;
if n_postes > i
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n >= posicao_cap
        n = n - 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            V_y = V_poste;
            I_y = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
        end
    end
end

```

```

        I_poste = V_poste./z_poste(n);
    end
end
else
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    V_y = V_poste;
    I_y = I_trecho;
end

```

A.6. armaz_tensoes_cap_realloc.m

```

%-----
%-----Encontrando o Poste de Maior Queda de Tensão-----
dif = [];
men_lin = [];
men_col = [];
menores = 0;
menor = 0;
erro = 10/100;
variavel_4 = 1;
dif = abs(abs(V_x) - abs(V_y)); %
for n = 1:length(incremento_cap)
    for variavel_3 = 1:length(z_y)
        if dif(n,variavel_3) < erro
            variavel_4 = variavel_4;
            men_lin(1,variavel_4) = n; % Encontra a diferença mínima de V_x
e V_y
            men_col(1,variavel_4) = variavel_3;
            variavel_4 = variavel_4 + 1;
        end
    end
end

linha_de_abertura = 0;
posicao_vetor = 0;

for variavel_4 = 1:length(men_lin)
    menores(1,variavel_4) =
abs(angle(V_x(men_lin(1,variavel_4),men_col(1,variavel_4))) -
angle(V_y(men_lin(1,variavel_4),men_col(1,variavel_4))));
end
menor = min(menores);

for variavel_4 = 1:length(men_lin)
    if menores(1,variavel_4) == menor
        linha_de_abertura = men_lin(1,variavel_4);
        posicao_vetor = men_col(1,variavel_4);
    end
end

poste_de_abertura = posicao_cap;
linha_de_abertura
posicao_vetor
tensao_sent_horario = abs(V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor))
tensao_sent_anti_horario = abs(V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor))
%-----
%-----Armazenando as Tensões-----
tensao_poste = [];

```

```

corr_poste = [];
corr_trecho = [];
tensao_ponto = [];
n = poste_de_abertura + 1;

for i = poste_de_abertura:-1:1
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor)/(z_x(linha_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n - 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i+1) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i) = corr_poste(i) + corr_trecho(i+1);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
n = n - 1;
tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);

n = poste_de_abertura + 1;
for i = poste_de_abertura:n_postes
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor)/(z_y(linha_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n + 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i-1) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i+1) = corr_poste(i) + corr_trecho(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
n = n + 1;
tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);

```

A.7. grafico_realoc.m

```

figure
title('Perfil de Tensão da Rede Menor Tensão')
ylabel('Tensão (V)')
hold on
grid on
for graf = 1:cont_2
    if graf == 1
        plot(abs(vetor_tensao_ponto_REAL(graf,:)), '-*b');
    elseif graf == 2
        plot(abs(vetor_tensao_ponto_REAL(graf,:)), '-*r');
    elseif graf == 3
        plot(abs(vetor_tensao_ponto_REAL(graf,:)), '-*g');
    elseif graf == 4
        plot(abs(vetor_tensao_ponto_REAL(graf,:)), '-*k');
    end
end

```

```

elseif graf == 5
    plot(abs(vetor_tensao_ponto_REAL(graf,:)), '-*c');
end
end
legend('Sem Banco','1 Banco','2 Bancos','3 Bancos','4 Bancos',4);

```

A.8. quedav.m

```

%-----
%           CÁLCULO DO PERFIL DE TENSÃO DA REDE SECUNDÁRIA ANEL
%           ALOCAÇÃO DOS BANCOS NO POSTE DE MAIOR EQUIVALENTE REATIVO
%-----
clc
dados = xlsread('planilha_de_dados_18postes'); %lendo a planilha de dados
n_postes = dados(2,6); %número de postes da rede
em_anel
Vse = dados(3,6); %tensão nominal do sistema
em_volts
fp = dados(4,6);
freq = 60;
%-----
%-----Armazenando as Distancias Entre Postes-----
linha = 11;
L = [];
for i = 1:(n_postes + 1)
    L(i) = dados(linha,3);
    linha = linha + 1;
end
%-----Circuito T Equivalente do Trafo-----
vbase_2 = Vse;
vbase_1 = 13800/sqrt(3);
a = vbase_1/vbase_2;
pot_base = 75000/3;
Z_base_1 = vbase_1^2/pot_base;
Z_base_2 = vbase_2^2/pot_base;
r_prim_pu = 0.0076;
x_prim_pu = 0.016;
r_sec_pu = 0.0076;
x_sec_pu = 0.016;
r_prim = r_prim_pu*Z_base_1;
x_prim = x_prim_pu*Z_base_1;
r_sec = r_sec_pu*Z_base_2;
x_sec = x_sec_pu*Z_base_2;
r_prim_refl = r_prim/a^2;
x_prim_refl = x_prim/a^2;
r_trafo = r_prim_refl + r_sec;
x_trafo = x_prim_refl + x_sec;
%-----
%-----
z_trafo = complex(r_trafo,x_trafo);
%-----
%-----Cálculo da Impedância da Fonte-----
Rf = 1e-6;
Lf = 1e-6;
Xf = 2*pi*freq*Lf;
Zf = complex(Rf,Xf);
%-----
%-----Equivalente Fonte e Trafo-----
Zftrafo = Zf + z_trafo;
%-----

```

```
%-----Armazenando o tipo de cabo de cada trecho-----
linha = 11;
cabo_trecho = [];
coef_unit = [];
for i = 1:(n_postes + 1)
    cabo_trecho(i) = dados(linha,4);
    linha = linha + 1;
end
%-----Armazenando as Impedencias dos Cabos-----
res_cabo = [];
reat_cabo = [];
z_cabo = [];
for i = 1:n_postes+1
    if cabo_trecho(i) == 1
        linha = 4;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 2
        linha = 5;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 3
        linha = 6;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 4
        linha = 7;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 5
        linha = 8;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 6
        linha = 9;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = dados(linha,14)*L(i);
    end
    z_cabo(i) = complex(res_cabo(i),reat_cabo(i));
end
%-----Armazenando as Potencias Aparentes dos Postes-----
linha = 11;
S = [];
Pot_trafo = dados(8,6);
for i = 1:n_postes
    S(i) = dados(linha,5)*Pot_trafo;
    linha = linha + 1;
end
%-----Calculo das Resistencias, Reatancias e Impedancias em Cada Poste-----
res_poste = [];
reat_poste = [];
z_poste = [];
pot_ativa_poste = [];
pot_reat_poste = [];
for i = 1:n_postes
    pot_ativa_poste(i) = S(i)*fp;
    pot_reat_poste(i) = S(i)*sin(acos(fp));
    res_poste(i) = (Vse^2)/pot_ativa_poste(i);
```

```

        reat_poste(i) = complex(0, (Vse^2)/pot_reat_poste(i));
        z_poste(i) =
        (res_poste(i)*reat_poste(i))/(res_poste(i)+reat_poste(i));
    end
%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
Va = [];
I_trecho = [];
I_poste = [];
V_poste = [];
I_x = [];
I_y = [];
V_x = [];
V_y = [];
n = 0;
variavel_3 = 0;

incremento = (0.1/100):(0.03/100):(99.9/100);
tamanho_vetor = length(incremento);

for i = 1:n_postes
    S_x(i,:) = incremento*S(i);
    S_y(i,:) = S(i) - S_x(i,:);
end

    pot_ativa_x = S_x*fp;
    pot_ativa_y = S_y*fp;

    pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp));
    pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp));

    res_x = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
    res_y = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

    reat_x =
    complex(0, ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
    reat_y =
    complex(0, ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

    z_x = (res_x.*reat_x)./(res_x + reat_x);
    z_y = (res_y.*reat_y)./(res_y + reat_y);

%-----
%-----Calculo de Va-----
for n = 1:1:n_postes
    if n == 1
        zeq_x(n,:) = z_cabo(n) + z_x(n,:);
    else
        for i = n:-1:1
            if i > 1

```

```

        if i == n
            zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + z_x(n,:);
            zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
        else
            zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
            zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
        end
    else
        zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
    end
end
end
end

for n = 1:1:n_postes
    if n == n_postes
        zeq_y(n,:) = z_cabo(n+1) + z_y(n,:);
    else
        for i = n:n_postes
            if i < n_postes
                if i == n
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + z_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                else
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                end
            else
                zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
            end
        end
    end
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;

%-----Calculo de Vx-----
for n = 1:n_postes
    if n == 1
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        for i = 1:(n-1)
            if i == 1
                I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
                V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
                I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
                V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
                V_x(n,:) = V_poste(n,:);
                I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
            else
                I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);

```



```

        I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
        V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    end
end
end
end
%-----Calculo de Vy-----
for n = n_postes:-1:1
    if n == n_postes
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        V_y(n,:) = V_poste(n,:);
        I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        for i = n_postes:-1:(n+1)
            I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
            I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
            V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
            V_y(n,:) = V_poste(n,:);
            I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
        end
    end
end
end
end
%-----
%-----Armazenando as Tensões-----
run armazenar_tensoes
%-----
%-----Calculando a Queda no Trafo-----
corr_total = abs(corr_trecho(1) + corr_trecho(n_postes+1));
queda_trafo = abs(z_trafo*corr_total)*100/Vse;
%-----
%-----
cont_2 = 1;
vetor_tensao = [];
vetor_tensao_ponto = [];
vetor_tensao_ponto_exato = [];
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
    vetor_tensao_ponto_exato(cont_2,ha) = (tensao_ponto(1,ha));
end
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha;
        posicao_cap = poste_tensao_minima;
        tensao_minima = min(abs(tensao_poste));
    end
end
end
local = posicao_cap; % Poste de menor queda de tensão
conta = 0;
bancos = 0; % Mostra o nº de bancos inseridos;
cont = 1;
aux_7 = 1;
if (abs(tensao_poste(poste_eq_max)) <= Vse*0.935)
    while aux_7 == 1;
        conta = conta + 1;
    end
end

```

```

bancos = conta;
%-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
run carga_poste_com_banco
%---Cálculo das Tensoes de Abertura com Banco de Capacitores-----
if poste_eq_max <= posicao_cap
    run calculo_tensoes_dir
else
    run calculo_tensoes_esq
end
%-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
for ha = 1:n_postes
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha;
        tensao_ninima = min(abs(tensao_poste));
    end
end
cont_2 = cont_2 + 1;
for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
end
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
    vetor_tensao_ponto_exato(cont_2,ha) = (tensao_ponto(1,ha));
end
if (abs(tensao_poste(poste_eq_max)) > Vse*0.935)
    aux_7 = 0;
elseif bancos >= 3
    aux_7 = 0;
    bancos
end
end
end
aux_8 = cont_2;
for cont = (aux_8-1):3
    posicao_cap = local;
    if Banco_cap*cont < C_total
        if (min(abs(tensao_poste)) <= 116)
            bancos = bancos + 1;
            conta = conta + 1;
            %-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
            run carga_poste_com_banco
            %---Cálculo das Tensoes de Abertura com Banco de Capacitores---
            if poste_eq_max <= posicao_cap
                run calculo_tensoes_dir
            else
                run calculo_tensoes_esq
            end
            %-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
            for ha = 1:n_postes
                if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
                    poste_tensao_minima = ha;
                    tensao_ninima = min(abs(tensao_poste));
                end
            end
            cont_2 = cont_2 + 1;

            for ha = 1:n_postes
                vetor_tensao(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
            end
            for ha = 1:(n_postes+2)
                vetor_tensao_ponto(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
            end
        end
    end
end

```

```

        vetor_tensao_ponto_exato(cont_2,ha) = (tensao_ponto(1,ha));
    end
end
else
    if (min(abs(tensao_poste)) <= 116)
        bancos = bancos + 1;
        conta = conta + 1;
        %-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
        run carga_poste_com_banco
        %---Cálculo das Tensoes de Abertura com Banco de Capacitores---
        if poste_eq_max <= posicao_cap
            run calculo_tensoes_dir
        else
            run calculo_tensoes_esq
        end
        %-----Encontrando a Menor Tensão e o Respectivo Poste-----
        for ha = 1:n_postes
            if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
                poste_tensao_minima = ha;
                tensao_ninima = min(abs(tensao_poste));
            end
        end
        cont_2 = cont_2 + 1;

        for ha = 1:n_postes
            vetor_tensao(cont_2,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
        end
        for ha = 1:(n_postes+2)
            vetor_tensao_ponto(cont_2,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
            vetor_tensao_ponto_exato(cont_2,ha) = (tensao_ponto(1,ha));
        end
    end
end
posicao_cap = local;

run gráfico

```

A.9. carga_poste_com_banco.m

```

%-----
%-----Cálculo da Carga do Poste com Banco de Capacitores-----
xcap = 0;
res_poste_inser = 0;
reat_poste_inser = 0;
z_poste_inesr = 0;
reat_cap = 0;
S_cap = 0;
conta;

    xcap = -1/(2*pi*freq*(Banco_cap*(conta))/1000000);

    reat_cap = complex(0,xcap);
    S_cap = (Vse^2)/imag(reat_cap);

    reat_poste(poste_eq_max) =
complex(0, (Vse^2)/pot_reat_poste(poste_eq_max));

    reat_poste_inser =
(reat_poste(poste_eq_max)*reat_cap)/(reat_poste(poste_eq_max)+reat_cap);

```

```

    res_poste_inser = (Vse^2)/pot_ativa_poste(poste_eq_max);
    z_poste_inesr =
(res_poste_inser*reat_poste_inser)/(res_poste_inser+reat_poste_inser);

    z_poste(poste_eq_max) = z_poste_inesr;

```

A.10.calculo_tensoes_dir.m

```

aux_6 = 1;
while aux_6 == 1
    if poste_eq_max == posicao_cap
        run calculo_com_banco_realoc
    else
        run calculo_com_banco
    end
    %-----Armazenando das Novas Tensões-----
    run armaz_tensoes_cap
    if posicao_vetor == 1
        if poste_eq_max == posicao_cap
            aux_6 = 0;
        elseif poste_eq_max == posicao_cap - 1
            aux_6 = 0;
        else
            posicao_cap = posicao_cap - 1
        end
    else
        aux_6 = 0;
    end
end
end

```

A.11.calculo_com_banco.m

```

%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
n = 0;
V_x = [];
V_y = [];
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
S_cap_x = [];
S_cap_y = [];
tamanho_vetor_cap = 0;
tamanho_vetor = 0;
reat_cap_x = [];
reat_cap_y = [];
res_x = [];
res_y = [];
reat_x = [];
reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];

```

```

Va = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
I_trecho = [];
V_poste = [];
I_poste = [];
ponto = 1;
%-----
%-----Calculo das Impedancias z_x e z_y-----
incremento_cap = (0.5/100:0.5/100:99.5/100);
incremento = (0.1/100):(0.05/100):(99.9/100);

S_x = incremento.*S(posicao_cap);
S_y = S(posicao_cap) - S_x;

pot_ativa_x = S_x*fp;
pot_ativa_y = S_y*fp;

pot_reat_x = incremento_cap*abs(S_cap);
pot_reat_y = -(incremento_cap*abs(S_cap) - S(posicao_cap)*sin(acos(fp)));

tamanho_vetor_cap = length(pot_reat_x);
tamanho_vetor = length(S_x);

res_x = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
res_y = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

reat_x = complex(0,((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./pot_reat_x);
reat_y = complex(0,((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./pot_reat_y);

for i = 1:length(reat_x)
    z_x(i,:) = (res_x(1,:).*reat_x(1,i))./(res_x(1,:) + reat_x(1,i));
    z_y(i,:) = (res_y(1,:).*reat_y(1,i))./(res_y(1,:) + reat_y(1,i));
end
%-----
%-----Calculo de Va-----
n = posicao_cap;
zeq_x = z_cabo(n) + z_x;
if posicao_cap > 1
    for n = (posicao_cap-1):-1:1
        zeq_x = (zeq_x.*z_poste(n))./(zeq_x + z_poste(n));
        zeq_x = z_cabo(n) + zeq_x;
    end
end

n = posicao_cap + 1;
zeq_y = z_cabo(n) + z_y;
while n <= n_postes
    zeq_y = (zeq_y.*z_poste(n))./(zeq_y + z_poste(n));
    zeq_y = z_cabo(n+1) + zeq_y;
    n = n + 1;
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;
%-----
%-----Calculo de V_x-----
n = 1;
if n == posicao_cap
    I_trecho = Va./zeq_x;

```

```

        V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
        I_poste = V_poste./z_poste(n);
    else
        I_trecho = Va./zeq_x;
        V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
        I_poste = V_poste./z_poste(n);
        while n <= posicao_cap
            n = n + 1;
            if n == posicao_cap
                I_trecho = I_trecho - I_poste;
                V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
                V_x = V_poste;
                I_x = I_trecho;
            else
                I_trecho = I_trecho - I_poste;
                V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
                I_poste = V_poste./z_poste(n);
            end
        end
    end
end
%-----
%-----Calculo de V_y-----
i = posicao_cap;
if n_postes > i
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n >= posicao_cap
        n = n - 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            V_y = V_poste;
            I_y = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            I_poste = V_poste./z_poste(n);
        end
    end
end
else
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    V_y = V_poste;
    I_y = I_trecho;
end
end

```

A.12.armaz_tensoes_cap.m

```

%-----
%-----Encontrando o Poste de Maior Queda de Tensão-----
dif = [];
men_lin = [];
men_col = [];
menores = 0;
menor = 0;
erro = 10/100;
variavel_4 = 1;

```

```

dif = abs(abs(V_x) - abs(V_y)); %
for n = 1:length(incremento_cap)
    for variavel_3 = 1:length(z_y)
        if dif(n,variavel_3) < erro
            variavel_4 = variavel_4;
            men_lin(1,variavel_4) = n; % Encontra a diferença mínima de
V_x e V_y
            men_col(1,variavel_4) = variavel_3;
            variavel_4 = variavel_4 + 1;
        end
    end
end

linha_de_abertura = 0;
posicao_vetor = 1;

for variavel_4 = 1:length(men_lin)
    menores(1,variavel_4) =
abs(angle(V_x(men_lin(1,variavel_4),men_col(1,variavel_4))) -
angle(V_y(men_lin(1,variavel_4),men_col(1,variavel_4))));
end
menor = min(menores);

for variavel_4 = 1:length(men_lin)
    if menores(1,variavel_4) == menor
        linha_de_abertura = men_lin(1,variavel_4);
        posicao_vetor = men_col(1,variavel_4);
    end
end

poste_de_abertura = posicao_cap;
linha_de_abertura
posicao_vetor
tensao_sent_horario = abs(V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor))
tensao_sent_anti_horario = abs(V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor))
%-----Armazenando as Tensões-----
tensao_poste = [];
corr_poste = [];
corr_trecho = [];
tensao_ponto = [];
n = poste_de_abertura + 1;

for i = poste_de_abertura:-1:1
    if i == poste_de_abertura
        tensao_poste(i) = (V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor));
        corr_poste(i) =
V_x(linha_de_abertura,posicao_vetor)/(z_x(linha_de_abertura,posicao_vetor))
;
        corr_trecho(i) = corr_poste(i);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    else
        n = n - 1;
        tensao_poste(i) = tensao_poste(i+1) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);
        corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
        corr_trecho(i) = corr_poste(i) + corr_trecho(i+1);
        tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
    end
end
n = n - 1;
tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);

```

```

        n = poste_de_abertura + 1;
    for i = poste_de_abertura:n_postes
        if i == poste_de_abertura
            tensao_poste(i) = (V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor));
            corr_poste(i) =
V_y(linha_de_abertura,posicao_vetor)/(z_y(linha_de_abertura,posicao_vetor))
;
            corr_trecho(i+1) = corr_poste(i);
            tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
        else
            n = n + 1;
            tensao_poste(i) = tensao_poste(i-1) + corr_trecho(i)*z_cabo(i);
            corr_poste(i) = tensao_poste(i)/z_poste(i);
            corr_trecho(i+1) = corr_poste(i) + corr_trecho(i);
            tensao_ponto(n) = tensao_poste(i);
        end
    end
    n = n + 1;
    tensao_ponto(n) = tensao_poste(i) + corr_trecho(i+1)*z_cabo(i+1);

```

A.13.calculo_tensoes_esq.m

```

aux_6 = 1;
while aux_6 == 1
    if poste_eq_max == posicao_cap
        run calculo_com_banco_realoc
    else
        run calculo_com_banco_esq
    end
    %-----Armazenando das Novas Tensões-----
    run armaz_tensoes_cap
    if posicao_vetor == 1997
        if poste_eq_max == posicao_cap
            aux_6 = 0;
        elseif poste_eq_max == posicao_cap + 1
            aux_6 = 0;
        else
            posicao_cap = posicao_cap + 1
        end
    else
        aux_6 = 0;
    end
end
end

```

A.14.calculo_com_banco_esq.m

```

%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
n = 0;
V_x = [];
V_y = [];
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
S_cap_x = [];
S_cap_y = [];

```



```

tamanho_vetor_cap = 0;
tamanho_vetor = 0;
reat_cap_x = [];
reat_cap_y = [];
res_x = [];
res_y = [];
% % % aux_4 = [];
% % % aux_5 = [];
reat_x = [];
reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
Va = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
I_trecho = [];
V_poste = [];
I_poste = [];
ponto = 1;
%-----
%-----Calculo das Impedancias z_x e z_y-----
incremento_cap = (0.5/100:0.5/100:99.5/100);
incremento = (0.1/100):(0.05/100):(99.9/100);

S_x = incremento.*S(posicao_cap);
S_y = S(posicao_cap) - S_x;

pot_ativa_x = S_x*fp;
pot_ativa_y = S_y*fp;

pot_reat_y = incremento_cap*abs(S_cap);
pot_reat_x = -(incremento_cap*abs(S_cap) - S(posicao_cap)*sin(acos(fp)));

tamanho_vetor_cap = length(pot_reat_x);
tamanho_vetor = length(S_x);

res_x = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
res_y = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

reat_x = complex(0,((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./pot_reat_x);
reat_y = complex(0,((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./pot_reat_y);

for i = 1:length(reat_x)
    z_x(i,:) = (res_x(1,:).*reat_x(1,i))./(res_x(1,:) + reat_x(1,i));
    z_y(i,:) = (res_y(1,:).*reat_y(1,i))./(res_y(1,:) + reat_y(1,i));
end
%-----
%-----Calculo de Va-----
n = posicao_cap;
zeq_x = z_cabo(n) + z_x;
if posicao_cap > 1
    for n = (posicao_cap-1):-1:1
        zeq_x = (zeq_x.*z_poste(n))./(zeq_x + z_poste(n));
        zeq_x = z_cabo(n) + zeq_x;
    end
end

n = posicao_cap + 1;
zeq_y = z_cabo(n) + z_y;

```

```

while n <= n_postes
    zeq_y = (zeq_y.*z_poste(n))./(zeq_y + z_poste(n));
    zeq_y = z_cabo(n+1) + zeq_y;
    n = n + 1;
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;
%-----
%-----Calculo de V_x-----
n = 1;
if n == posicao_cap
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
else
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n <= posicao_cap
        n = n + 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
            V_x = V_poste;
            I_x = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
            I_poste = V_poste./z_poste(n);
        end
    end
end
end
%-----
%-----Calculo de V_y-----
i = posicao_cap;
if n_postes > i
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n >= posicao_cap
        n = n - 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            V_y = V_poste;
            I_y = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            I_poste = V_poste./z_poste(n);
        end
    end
end
else
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    V_y = V_poste;
    I_y = I_trecho;
end

```

```
end
```

A.15.grafico.m

```
figure
title('Perfil de Tensão da Rede Equiv Máx')
ylabel('Tensão (V)')
hold on
grid on
for graf = 1:cont_2
    if graf == 1
        plot(abs(vetor_tensao_ponto(graf,:)), '-*b');
    elseif graf == 2
        plot(abs(vetor_tensao_ponto(graf,:)), '-*r');
    elseif graf == 3
        plot(abs(vetor_tensao_ponto(graf,:)), '-*g');
    elseif graf == 4
        plot(abs(vetor_tensao_ponto(graf,:)), '-*k');
    elseif graf == 5
        plot(abs(vetor_tensao_ponto(graf,:)), '-*c');
    end
end
legend('Sem Banco','1 Banco','2 Bancos','3 Bancos','4 Bancos',4);
```

A.16.func_harm_tensao.m

```
%-----
% -----CALCULO DOS HARMONICOS DE TENSÃO-----
%-----
clc
ordem_harm = [3 5 7 11]; % harmônicos avaliados
aux_1 = 0;
vetor_tensao_harm = [];
vetor_tensao_ponto_harm = [];
vetor_tensao_harm_cap = [];
vetor_tensao_ponto_harm_cap = [];
for aux_1 = 1:length(ordem_harm)
    h = ordem_harm(1,aux_1);
    cont_3 = aux_1;
    run Harm_tensao
end
%-Cálculo da Relação Percentual das Tensões Harmônicas Com e Sem Capacitor--
rel_harm_tensao = [];
rel_harm_tensao_cap = [];
for aux_1 = 1:length(ordem_harm)
    for aux_3 = 1:length(vetor_tensao_ponto_harm)
        rel_harm_tensao(aux_1,aux_3) =
(vetor_tensao_ponto_harm_cap(aux_1,aux_3)/vetor_tensao_ponto_harm(aux_1,aux_3))*100;
    end
end

run grafico_harm_tensao
```

A.17.Harm_tensao.m

```

%-----FUNÇÃO QUE CALCULA OS HARMONICOS DE TENSÃO DA REDE EM ANEL-----
%-----
h
freq = 60*h;
%-----
%-----
z_trafo = complex(r_trafo,h*x_trafo);
%-----
%-----Cálculo da Impedância da Fonte-----
Xf = 2*pi*freq*Lf;
Zf = complex(Rf,Xf);
%-----
%-----Equivalente Fonte e Trafo-----
Zftrafo = Zf + z_trafo;
%-----
%-----Armazenando as Impedancias dos Cabos-----
res_cabo = [];
reat_cabo = [];
z_cabo = [];
for i = 1:n_postes+1
    if cabo_trecho(i) == 1
        linha = 4;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 2
        linha = 5;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 3
        linha = 6;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 4
        linha = 7;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 5
        linha = 8;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    elseif cabo_trecho(i) == 6
        linha = 9;
        res_cabo(i) = dados(linha,12)*L(i);
        reat_cabo(i) = h*dados(linha,14)*L(i);
    end
    z_cabo(i) = complex(res_cabo(i),reat_cabo(i));
end
%-----
%-----Armazenando as Potencias Aparentes dos Postes-----
linha = 11;
S = [];
Pot_trafo = dados(8,6);
for i = 1:n_postes
    S(i) = dados(linha,5)*Pot_trafo;
    linha = linha + 1;
end
%-----
%-----Calculo das Resistencias, Reatancias e Impedancias em Cada Poste-----

```

```

res_poste = [];
reat_poste = [];
z_poste = [];
pot_ativa_poste = [];
pot_reat_poste = [];
for i = 1:n_postes
    pot_ativa_poste(i) = S(i)*fp;
    pot_reat_poste(i) = S(i)*sin(acos(fp));
    res_poste(i) = (Vse^2)/pot_ativa_poste(i);
    reat_poste(i) = h*complex(0,(Vse^2)/pot_reat_poste(i));
    z_poste(i) =
(res_poste(i)*reat_poste(i))/(res_poste(i)+reat_poste(i));
end
%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
Va = [];
I_trecho = [];
I_poste = [];
V_poste = [];
I_x = [];
I_y = [];
V_x = [];
V_y = [];
n = 0;
variavel_3 = 0;

incremento = (0.1/100):(0.03/100):(99.9/100);
tamanho_vetor = length(incremento);

for i = 1:n_postes
    S_x(i,:) = incremento*S(i);
    S_y(i,:) = S(i) - S_x(i,:);
end

pot_ativa_x = S_x*fp;
pot_ativa_y = S_y*fp;

pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp));
pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp));

res_x = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
res_y = ((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

reat_x =
h.*complex(0,((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
reat_y =
h.*complex(0,((Vse*ones(n_postes,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

z_x = (res_x.*reat_x)./(res_x + reat_x);

```

```

        z_y = (res_y.*reat_y)./(res_y + reat_y);

%-----Calculo de Va-----
for n = 1:1:n_postes
    if n == 1
        zeq_x(n,:) = z_cabo(n) + z_x(n,:);
    else
        for i = n:-1:1
            if i > 1
                if i == n
                    zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + z_x(n,:);
                    zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
                else
                    zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
                    zeq_x(n,:) = (zeq_x(n,:).*z_poste(i-1))./(zeq_x(n,:) +
z_poste(i-1));
                end
            else
                zeq_x(n,:) = z_cabo(i) + zeq_x(n,:);
            end
        end
    end
end

for n = 1:1:n_postes
    if n == n_postes
        zeq_y(n,:) = z_cabo(n+1) + z_y(n,:);
    else
        for i = n:n_postes
            if i < n_postes
                if i == n
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + z_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                else
                    zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
                    zeq_y(n,:) = (zeq_y(n,:).*z_poste(i+1))./(zeq_y(n,:) +
z_poste(i+1));
                end
            else
                zeq_y(n,:) = z_cabo(i+1) + zeq_y(n,:);
            end
        end
    end
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;

%-----Calculo de Vx-----
for n = 1:n_postes
    if n == 1
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        for i = 1:(n-1)
            if i == 1

```

```

        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_x(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
        I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
        I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
        V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
        I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
        V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i+1);
        V_x(n,:) = V_poste(n,:);
        I_x(n,:) = I_trecho(n,:);
    end
end
end
end
%-----Calculo de Vy-----
for n = n_postes:-1:1
    if n == n_postes
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        V_y(n,:) = V_poste(n,:);
        I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
    else
        I_trecho(n,:) = Va(n,:)./zeq_y(n,:);
        V_poste(n,:) = Va(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(n_postes+1);
        for i = n_postes:-1:(n+1)
            I_poste(n,:) = V_poste(n,:)./z_poste(i);
            I_trecho(n,:) = I_trecho(n,:) - I_poste(n,:);
            V_poste(n,:) = V_poste(n,:) - I_trecho(n,:).*z_cabo(i);
            V_y(n,:) = V_poste(n,:);
            I_y(n,:) = I_trecho(n,:);
        end
    end
end
end
end
%-----
%-----Armazenando as Tensões-----
run armazenar_tensoes
%-----
%-----Calculando a Queda no Trafo-----
corr_total = abs(corr_trecho(1) + corr_trecho(n_postes+1));
queda_trafo = abs(z_trafo*corr_total)*100/Vse;
%-----
%-----
for ha = 1:(n_postes+2)
    vetor_tensao_ponto_harm(cont_3,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
end

for ha = 1:n_postes
    vetor_tensao_harm(cont_3,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
    if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
        poste_tensao_minima = ha
        tensao_ninima = min(abs(tensao_poste))
    end
end

run calculo_com_banco_harm_realoc
run armazenar_tensoes_cap_realoc
for ha = 1:(n_postes+2)

```

```

        vetor_tensao_ponto_harm_cap(cont_3,ha) = abs(tensao_ponto(1,ha));
    end
    for ha = 1:n_postes
        vetor_tensao_harm_cap(cont_3,ha) = abs(tensao_poste(1,ha));
        if abs(tensao_poste(ha)) == min(abs(tensao_poste))
            poste_tensao_minima = ha
            tensao_minima = min(abs(tensao_poste))
        end
    end
end
end

```

A.18.calculo_com_banco_harm_realoc.m

```

%-----
%-----Calculo dos Vetores de Cargas Supondo Abertura em Cada Poste-----
n = 0;
V_x = [];
V_y = [];
S_x = [];
S_y = [];
pot_ativa_x = [];
pot_ativa_y = [];
pot_reat_x = [];
pot_reat_y = [];
S_cap_x = [];
S_cap_y = [];
tamanho_vetor_cap = 0;
tamanho_vetor = 0;
reat_cap_x = [];
reat_cap_y = [];
res_x = [];
res_y = [];
aux_4 = [];
aux_5 = [];
reat_x = [];
reat_y = [];
z_x = [];
z_y = [];
zeq_x = [];
zeq_y = [];
Va = [];
zeq_num = [];
zeq_den = [];
I_trecho = [];
V_poste = [];
I_poste = [];
ponto = 1;
reat_cap_harm_x = [];
reat_cap_harm_y = [];
%-----
%-----Calculo das Impedancias z_x e z_y-----
incremento_cap = (0.5/100:0.5/100:99.5/100);
incremento = (0.1/100):(0.05/100):(99.9/100);

S_x = incremento.*S(posicao_cap);
S_y = S(posicao_cap) - S_x;

pot_ativa_x = S_x*fp;
pot_ativa_y = S_y*fp;

pot_reat_x = S_x*sin(acos(fp));
pot_reat_y = S_y*sin(acos(fp));

```



```

S_cap_x = incremento_cap.*S_cap;
S_cap_y = S_cap - S_cap_x;

tamanho_vetor_cap = length(S_cap_x);
tamanho_vetor = length(S_x);

reat_cap_x = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./S_cap_x);
reat_cap_y = complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor_cap)).^2)./S_cap_y);

reat_cap_harm_x = reat_cap_x./h;
reat_cap_harm_y = reat_cap_y./h;

res_x = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_x;
res_y = ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_ativa_y;

aux_4 = h*complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_x);
aux_5 = h*complex(0, ((Vse*ones(1,tamanho_vetor)).^2)./pot_reat_y);

for i = 1:length(reat_cap_x)
    reat_x(i,:) = (aux_4(1,:).*reat_cap_harm_x(1,i))./(aux_4(1,:) +
    reat_cap_harm_x(1,i));
    reat_y(i,:) = (aux_5(1,:).*reat_cap_harm_y(1,i))./(aux_5(1,:) +
    reat_cap_harm_y(1,i));

    z_x(i,:) = (res_x(1,:).*reat_x(i,:))./(res_x(1,:) + reat_x(i,:));
    z_y(i,:) = (res_y(1,:).*reat_y(i,:))./(res_y(1,:) + reat_y(i,:));
end
%-----
%-----Calculo de Va-----
n = posicao_cap;
zeq_x = z_cabo(n) + z_x;
if posicao_cap > 1
    for n = (posicao_cap-1):-1:1
        zeq_x = (zeq_x.*z_poste(n))./(zeq_x + z_poste(n));
        zeq_x = z_cabo(n) + zeq_x;
    end
end

n = posicao_cap + 1;
zeq_y = z_cabo(n) + z_y;
while n <= n_postes
    zeq_y = (zeq_y.*z_poste(n))./(zeq_y + z_poste(n));
    zeq_y = z_cabo(n+1) + zeq_y;
    n = n + 1;
end

zeq_num = zeq_x.*zeq_y;
zeq_den = Zftrafo*(zeq_x + zeq_y) + zeq_num;
Va = (Vse*zeq_num)./zeq_den;
%-----
%-----Calculo de V_x-----
n = 1;
if n == posicao_cap
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
else
    I_trecho = Va./zeq_x;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
end

```

```

while n <= posicao_cap
    n = n + 1;
    if n == posicao_cap
        I_trecho = I_trecho - I_poste;
        V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
        V_x = V_poste;
        I_x = I_trecho;
    else
        I_trecho = I_trecho - I_poste;
        V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n);
        I_poste = V_poste./z_poste(n);
    end
end
end
%-----
%-----Calculo de V_y-----
i = posicao_cap;
if n_postes > i
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    I_poste = V_poste./z_poste(n);
    while n >= posicao_cap
        n = n - 1;
        if n == posicao_cap
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            V_y = V_poste;
            I_y = I_trecho;
        else
            I_trecho = I_trecho - I_poste;
            V_poste = V_poste - I_trecho.*z_cabo(n+1);
            I_poste = V_poste./z_poste(n);
        end
    end
end
else
    n = n_postes;
    I_trecho = Va./zeq_y;
    V_poste = Va - I_trecho.*z_cabo(n+1);
    V_y = V_poste;
    I_y = I_trecho;
end
end

```

A.19.gráfico_harm_tensao.m

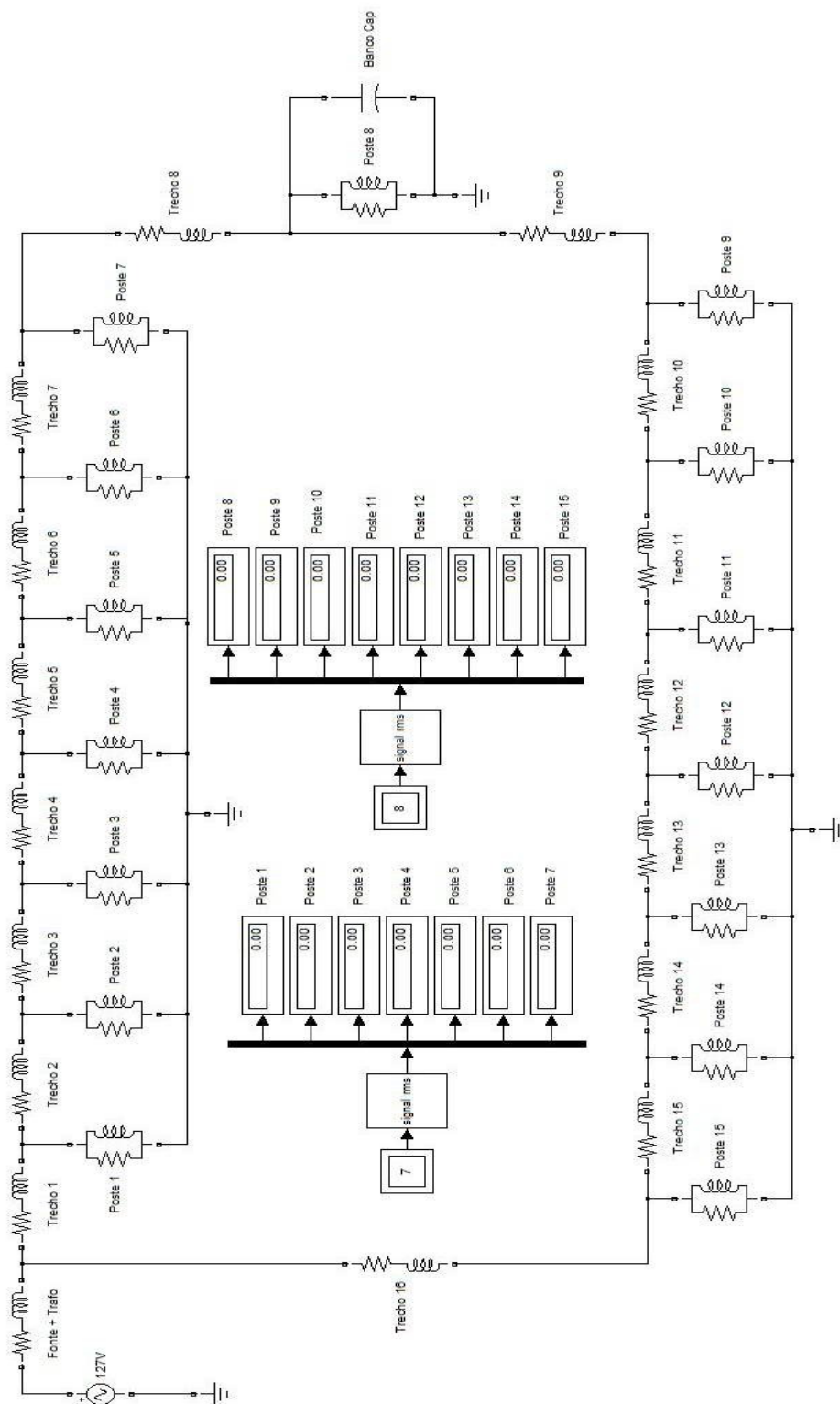
```

figure
title('Relação Percentual de Tensão Harmonica')
ylabel('Vh (%)')
hold on
grid on
for graf = 1:length(ordem_harm)
    if graf == 1
        plot((rel_harm_tensao(graf,:)), '-*b');
    elseif graf == 2
        plot((rel_harm_tensao(graf,:)), '-*r');
    elseif graf == 3
        plot((rel_harm_tensao(graf,:)), '-*g');
    elseif graf == 4
        plot((rel_harm_tensao(graf,:)), '-*k');
    elseif graf == 5

```

```
        plot((rel_harm_tensao(graf,:)), '-*c');  
    end  
end  
legend('3° harm', '5° harm', '7° harm', '11° harm', 4)
```

Apêndice B: Modelo de Rede Para Simulação em *Simulink*



Anexo 1 – Dados dos Cabos de Alumínio

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - DISTRIBUIÇÃO	Número: 007.01.46	Folha: 16
	CABO DE ALUMÍNIO NÚ	Emissão: 01/02/2010	Revisão: 00/00/0000

8. Desenhos

8.1. Padrão C-03: Cabo de Alumínio – CA

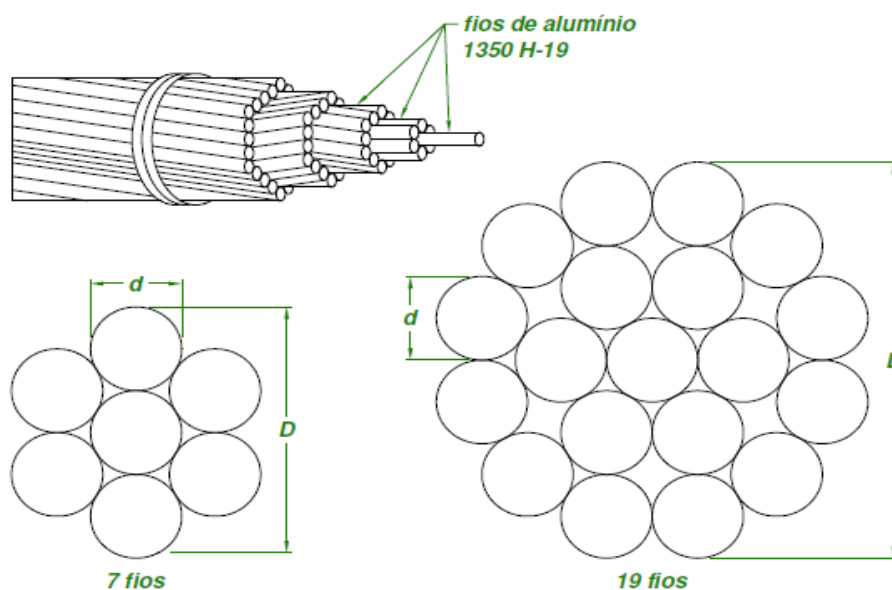


Tabela 8.1 – Características Dimensionais

Bitola (AWG/MCM)	Código		Formação			
	Comercial	FECOERGS	Fios		Cabo	
			N.º	d (mm)	D (mm)	Secção (mm²)
1	2	3	4	5	6	7
2	IRIS	C-03.01	7	2,47	7,41	33,54
1/0	POPPY	C-03.02	7	3,12	9,36	53,52
2/0	ASTER	C-03.03	7	3,50	10,50	67,35
3/0	PHLOX	C-03.04	7	3,93	11,79	84,91
4/0	OXLIP	C-03.05	7	4,42	13,26	107,41
336,4	TULIP	C-03.06	19	3,38	16,90	170,48

Tabela 8.2 – Características Eletromecânicas

Bitola (AWG/MCM)	Código		Massa (kg/km)	RMC (kN)	RMG (mm)	Resistência (Ω/km)	Capacidade de Corrente (A)
	Comercial	FECOERGS					
1	2	3	4	5	6	7	8
2	IRIS	C-03.01	91,8	5,64	2,69	0,8535	152
1/0	POPPY	C-03.02	146,5	8,44	3,39	0,5349	203
2/0	ASTER	C-03.03	184,4	10,49	3,81	0,4251	235
3/0	PHLOX	C-03.04	232,5	12,91	4,28	0,3372	271
4/0	OXLIP	C-03.05	294,1	16,22	4,81	0,2665	314
336,4	TULIP	C-03.06	469,1	26,56	6,4	0,1687	419

Anexo 2 – Dados dos Cabos Multiplexados

TABELA 5

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E DIMENSIONAIS DOS CABOS MULTIPLEXADOS
CA/CAL – ISOLAÇÃO XLPE 90° C – 0,6/1 kV

CABO FASE x NEUTRO (CA) x (CAL)	CONDUTOR FASE			MENSAGEIRO (NEUTRO)			CABO COMPLETO	
	DIÂMETRO DO CONDUTOR	ESPESSURA DA ISOLAÇÃO	DIÂMETRO DO CONDUTOR ISOLADO	Nº DE FIOS X DIÂMETRO	DIÂMETRO DO MENSAGEIRO	CARGA DE RUPTURA	DIÂMETRO EXTERNO	PESO
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	daN	mm	kg/km
2 x 1 x 35 + 35	7,10	1,60	10,30	7 x 2,50	7,50	1.080	28	370
2 x 1 x 70 + 70	9,85	1,80	13,50	19 x 2,12	10,60	2.060	37	685
3 x 1 x 35 + 35	7,10	1,60	10,30	7 x 2,50	7,50	1.080	28	510
3 x 1 x 70 + 70	9,85	1,80	13,50	19 x 2,12	10,60	2.060	38	900
3 x 1 x 120 + 70	12,86	2,00	16,90	19 x 2,12	10,60	2.060	44,5	1.400

TABELA 6

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS CABOS MULTIPLEXADOS
CA/CAL – ISOLAÇÃO XLPE 90° C – 0,6/1 kV

CABO FASE x NEUTRO (CA) x (CAL)	REATÂNCIA INDUTIVA (XLf)	CONDUTOR FASE		MENSAGEIRO		
		CORRENTE ADMISSÍVEL		RESISTÊNCIA ELÉTRICA	CORRENTE ADMISSÍVEL	RESISTÊNCIA ELÉTRICA
mm ²	Ω / km	TEMP. AMB. (° C)	A	Ω / km	A	Ω / km
2 x 1 x 35 + 35	0,097	30	146	1,113	110	1,251
		40	129			
2 x 1 x 70 + 70	0,091	30	227	0,571	200	0,632
		40	192			
3 x 1 x 35 + 35	0,106	30	146	1,113	110	1,251
		40	129			
3 x 1 x 70 + 70	0,097	30	227	0,571	200	0,632
		40	192			
3 x 1 x 120 + 70	0,092	30	311	0,341	200	0,632
		40	262			